

VSE

Wege in die neue Stromzukunft

Gesamtbericht



IMPRESSUM

Herausgeber: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau

Konzept, Design und Illustrationen: Silvia Aebi, aebi allenspach gmbh, Elgg

Übersetzungen: Tradeo, bureau de traduction, Court

Druck: Vögeli AG, Marketingproduktion & Druck, Langnau i.E.

Auflage: 2 500 Exemplare

© VSE 2012

Dieser Bericht erscheint in deutscher und französischer Sprache.

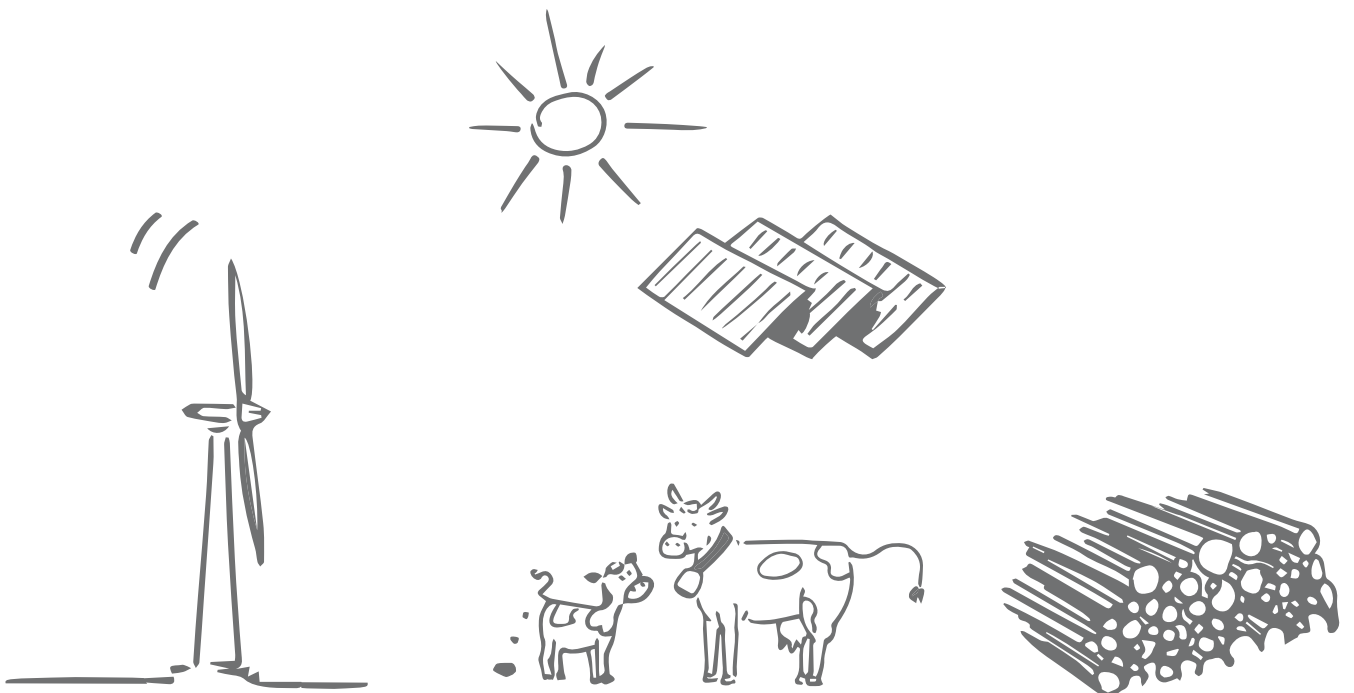
Weitere Informationen finden Sie unter www.strom.ch



VSE

Wege in die neue Stromzukunft

Gesamtbericht



Inhaltsverzeichnis

1.	Management Summary	6	5.3.3	Effekte der Nachfrageflexibilisierung in den drei Szenarien	43
2.	Inhalt, Aufbau und Methodik der Studie	10	5.4	Der Stromverbrauch in den Szenarien	44
2.1	Einleitung und Ziele	11	5.4.1	Entwicklung des Landesverbrauchs	44
2.2	Aufbau der Studie	13	5.4.2	Beispielhafte Massnahmen zur Realisierung der Szenarien	45
3.	Wesentliche Entwicklungen im Umfeld	14	5.4.3	Vergleichende Analysen	46
3.1	Das weltweite Umfeld	15	5.4.4	Fazit	47
3.2	Das europäische Umfeld	17	6.	Entwicklung des Angebots: Technologien der Stromerzeugung	48
3.2.1	Strategische Ziele der EU bis 2020 und 2050	17	6.1	Die Stromerzeugung aus Bestandsanlagen bis 2050	49
3.2.2	Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen	18	6.2	Überblick über die Stromproduktions-technologien	51
3.2.3	Infrastrukturstrategie	19	6.2.1	Grosswasserkraft	51
3.2.4	Energiebinnenmarkt	19	6.2.2	Kleinwasserkraft	52
3.2.5	Auswirkungen auf die Entwicklungen in der Schweiz	20	6.2.3	Strom aus Biomasse	53
3.3	Das schweizerische Umfeld	21	6.2.4	Photovoltaik	53
3.3.1	Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum bis 2050	21	6.2.5	Windenergie	54
3.3.2	Klima- und Energiepolitik und ihre zukünftigen Auswirkungen	21	6.2.6	Strom aus Geothermie	55
3.3.3	Energiemarktsöffnung und ihre zukünftigen Auswirkungen	22	6.2.7	Wärme-Kraft-Kopplung aus fossilen Brennstoffen	55
3.4	Fazit	23	6.2.8	Gaskombikraftwerk	56
4.	Das Umfeld in den Szenarien der VSE-Studie	24	6.2.9	Kohlekraftwerk	57
4.1	Methodik der Szenarien	25	6.2.10	Kernkraftwerk	59
4.2	Gemeinsame Basisdaten aller Szenarien	26	6.3	Kostenvergleich der Technologien	60
4.3	Umfeld in Szenario 1	26	6.4	Vergleich der Energiequalität der Technologien	61
4.4	Umfeld in Szenario 2	27	6.5	Umwelt- und Sicherheitskriterien der Technologien im Vergleich	62
4.5	Umfeld in Szenario 3	27	6.6	Das realisierbare Potenzial je Szenario	63
5.	Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050	28	6.6.1	Produktionsszenarien	63
5.1	Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage	29	6.6.2	Vergleichende Potenzialanalysen	65
5.2	Potenziale der Energieeffizienzsteigerung	30	6.6.3	Beispielhafte Massnahmen zur Realisierung der Szenarien	66
5.2.1	Potenzialbegriffe	30	6.7	Fazit	67
5.2.2	Stromeffizienz in privaten Haushalten	31	7.	Ergebnisse: Die drei Szenarien	68
5.2.3	Stromeffizienz in Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie	33	7.1	Szenario 1	70
5.2.4	Elektrizität im Wärmemarkt	36	7.2	Szenario 2	71
5.2.5	Suffizienz	37	7.3	Szenario 3	72
5.2.6	Sektorspezifische Effekte von Energieeffizienz, Suffizienz und Mehrverbrauch pro Szenario	38	8.	Systemauswirkungen und Kosten der Szenarien	74
5.3	Szenario-spezifische Effekte der Nachfrageflexibilisierung	41	8.1	Szenario-spezifische Effekte in den Netzen	75
5.3.1	Flexibilisierungspotenzial von Stromanwendungen in Haushalten	42	8.1.1	Szenario-spezifische Effekte im Übertragungsnetz	75
5.3.2	Wesentliche Parameter des Flexibilisierungspotenzials	42	8.1.2	Szenario-spezifische Effekte in den Verteilnetzen durch Ausbau erneuerbarer, dezentraler Erzeugung	75
			8.1.2.1	Ausgangslage und Schwellenwerte für den Ausbau	76
			8.1.2.2	Netzverstärkung und -ausbau pro Szenario	77
			8.1.2.3	Konventionelle und innovative Massnahmen bei Netzverstärkung und -ausbau	77

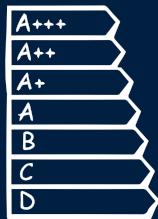
8.1.2.4.	Szenario-spezifische Kosten von Netzverstärkung und -ausbau.....	78	10.	Die Kernaussagen der Studie.....	108
8.1.2.5	Beiträge von Smart Metering und Smart Grids in den Szenarien.....	78	10.1	Ohne starke Gegenmassnahmen Stromverbrauchsanstieg.....	109
8.2	Szenario-spezifische Effekte auf das Elektrizitätswirtschaftliche System.....	79	10.2	Strom: Grundlage für smarte Technologien und Innovation.....	109
8.2.1	Erzeugung, Importe und Exporte sowie Preise in den Szenarien.....	80	10.3	Beitrag zur Versorgungssicherheit: Sicherer Betrieb bestehender Kernkraftwerke.....	109
8.2.2	Szenario-spezifische Effekte schwankender Stromeinspeisung.....	82	10.4	EU-Einbettung: Basis für eine zuverlässige Schweizer Stromversorgung.....	109
8.2.2.1	Prinzipieller Einfluss schwankender Stromeinspeisung auf das System.....	82	10.5	Nachfrageentwicklung: Je rigoroser die Sparziele, desto mehr Eingriff und umso weniger Markt.....	110
8.2.2.2	Tägliche Schwankungen und ihre Effekte.....	84	10.6	Angebotsentwicklung: Ausbau Erneuerbarer führt weg vom Markt.....	110
8.2.2.3	Saisonale Schwankungen und ihre Effekte.....	85	10.7	Umweltauswirkungen: Landschafts- und Ortsbild stehen im Widerspruch zur Reduktion von CO ₂ -Emissionen.....	110
8.2.3	Einfluss der Szenarien auf das Angebot.....	89	10.8	Erhebliche Investitionen: grosse Herausforderungen für die Strombranche.....	110
8.2.3.1	Einfluss der Szenarien auf Gaskombikraftwerke.....	90	10.9	Kosten der Stromversorgung steigen substantiell.....	111
8.2.3.2	Rolle der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.....	90	10.10	Steigt der Verbrauch stärker als angestrebt, steigen die Kosten weiter.....	111
8.2.3.3	Rolle der Importe und Exporte.....	92	10.11	Grundvoraussetzung für den Bau neuer Infrastruktur: Akzeptanz.....	111
8.2.3.4	Flexibilität: Angebot, Nachfrage und Preise.....	92	11.	Anhang.....	112
8.2.4	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen.....	93	11.1	Übersicht über die Studien.....	113
8.2.4.1	Szenario 1 mit Importrestriktionen.....	93	11.2	Literaturverzeichnis.....	113
8.2.4.2	Nachfrageziele aus Szenario 3 nicht erreicht.....	93	11.3	Abkürzungsverzeichnis.....	116
8.3	Szenarioabhängige Kosten der Stromversorgung.....	94	11.4	Glossar.....	117
8.3.1	Investitionsvolumen.....	94	11.5	Abbildungsverzeichnis.....	120
8.3.1.1	Investitionen in den Erhalt der Bestandsanlagen.....	94	11.6	Tabellenverzeichnis.....	122
8.3.1.2	Investitionen in neue Produktionsanlagen und Netze.....	94	11.7	Projekt-Mitarbeitende.....	123
8.3.2	Gesamtkosten der Stromversorgung und Endkundenpreis.....	96			
8.3.2.1	Einfluss der Energiekosten auf den Endkundenpreis.....	96			
8.3.2.2	Einfluss der Netzkosten auf den Endkundenpreis.....	98			
8.3.2.3	Entwicklung des Endkundenpreises.....	98			
8.4	Fazit.....	99			
9.	Bewertung der Szenarien.....	100			
9.1	Kriterien der Bewertung.....	101			
9.2	Endkundenpreis.....	102			
9.3	Umweltauswirkungen.....	103			
9.4	Auslandabhängigkeit.....	105			
9.5	Regulatorische Eingriffstiefe und -intensität.....	106			
9.6	Ergebnisse der Bewertung.....	107			
9.7	Politische Umsetzbarkeit der Szenarien.....	107			

1.

Ein Team von 50 Branchenvertretern hat drei mögliche Wege in die Stromzukunft beschrieben. Basierend auf intensiven Arbeiten der Branche und externen Studien.

Alle drei Szenarien gehen davon aus, dass die existierenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt werden. Die Studie fokussiert auf die jeweilige Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität und auf den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren und anderen Energieträgern und ihre Auswirkungen auf die Schweizer Stromversorgung.

①



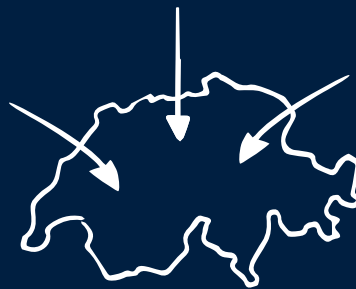
②



④



③



Management Summary

Die Studie «Wege in die neue Stromzukunft» setzt eine lange Reihe von Prognose-Arbeiten der Schweizer Strombranche fort. Sie präsentiert Szenarien und ihre jeweiligen Konsequenzen. Sie beschreibt also weder, was wünschenswert wäre oder was die wahrscheinliche Entwicklung sein wird, noch ist sie eine Unternehmensstrategie.

Mit einem Team von rund 50 Branchenvertretern wurden drei Szenarien für die Stromversorgung bis 2035 und 2050 entwickelt. Basierend auf breit getragenen, detaillierten Arbeiten der Branchenexperten und externen Studien wurden für drei mögliche, gesellschaftlich-politische Rahmenentwicklungen die jeweiligen Wege in die Stromzukunft beschrieben. Allen Szenarien liegt die Annahme zugrunde, dass die existierenden Kernkraftwerke nicht ersetzt werden, wenn sie das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Die Studie fokussiert auf die jeweilige Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität sowie auf den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern in den drei Szenarien. Daraus ergeben sich Notwendigkeiten für den Netzausbau und für die Produktion aus fossilen Energieträgern sowie für den Import. Erstmals hat der VSE die Stromnachfrage und das Stromangebot auf Stundenbasis errechnet und nicht nur die Mittel- und Halbjahreswerte betrachtet, wie es viele andere Untersuchungen zeigten. Für jede einzelne Stunde im Jahr ist in allen Szenarien eine sichere Stromversorgung nachgewiesen.

Im ersten Szenario werden höhere energie- und umweltpolitische Zielsetzungen gegenüber der Vergangenheit mit moderat verstärkten energiepolitischen Massnahmen erwartet. Dies führt zu einer bis 2050 um 25 % steigenden Nachfrage nach Elektrizität und zum Neubau von Anlagen erneuerbarer Energien, von Gaskombikraftwerken und Importen.

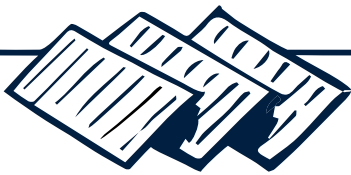
In Szenario 2 setzt die Schweiz sich ambitionierte energie- und umweltpolitische Ziele. Basis dafür ist ein klarer und nachhaltiger Wandel der öffentlichen Meinung und der politischen Stimmung hin zu mehr Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Auf dieser Basis lässt sich das Wachstum der Nachfrage bis 2050 auf 15 % begrenzen. Es werden mehr Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien gebaut als in Szenario 1, die auch hier um Gaskombikraftwerke und Importe ergänzt werden.

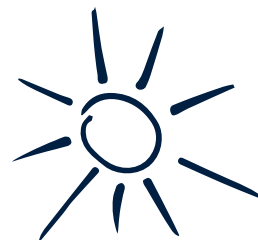
Szenario 3 beruht auf einem fundamentalen Wandel gesellschaftlicher Werte mit einer verzichtsorientierten Grundeinstellung und entsprechenden energie- und umweltpolitischen Zielen. Dadurch wird die Schweiz 2050 im Jahresmittel zu 100 % mit Strom aus erneuerbaren Quellen versorgt. Diese Rahmenbedingungen ermöglichen eine bis 2050 um 7 % sinkende Nachfrage und den ausgeprägten Neubau von Anlagen erneuerbarer Energien, ergänzt durch Importe.

Die drei Szenarien werden im Überblick in der Beilage skizziert.

Analysiert man diese Szenarien, kommt man zusammenfassend zu folgenden **elf Kernaussagen für die Stromzukunft:**

1. Eine Stabilisierung des Stromverbrauchs benötigt grosse Anstrengungen in der Energieeffizienz sowie die Akzeptanz aller.
2. Strom ermöglicht eine höhere Gesamtenergieeffizienz durch Substitution fossiler Energien in der Wärme, in der Mobilität oder als Rückgrat der heutigen, IT-basierten Gesellschaft. Dafür nötige smarte Technologien ermöglichen zukünftig auch, Stromnachfrage und -angebot besser zu steuern und den Netzausbau auf das Mindeste zu beschränken.
3. Zusätzliche erneuerbare Energien leisten künftig einen substantiellen Beitrag an die Stromversorgung. Importe und zumeist auch Gaskombikraftwerke sind neben den bestehenden Kernkraftwerken trotzdem notwendig. Ein sicherer Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke stellt einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz dar. Kernkraftwerke sollten so lange betrieben werden, wie sie sicher sind. Alternativ würden in gewissen Monaten Stromimporte von bis zu 70% notwendig.
4. Die EU-Einbettung ist nötig, um die Zukunft der Schweizer Stromversorgung zu sichern. Nur wenn die Schweiz ihre internationale Vernetzung gemeinsam mit den Nachbarn weiterentwickelt, können sich alle bei schwankender Stromproduktion gegenseitig unterstützen. Zudem kann die Schweiz die Stromdrehfunktion beibehalten. Das bilaterale Stromabkommen mit der EU wird von zentraler Bedeutung sein.
5. Je rigoroser die Stromsparziele, desto weniger Markt ist möglich, und umso höher ist die Eingriffstiefe der öffentlichen Hand.
6. Auch ein starker Ausbau der Erneuerbaren führt weg vom Markt: Szenario 3 erfordert bis 2050 massive Abgaben für Fördergelder, die 45% des Strompreises ausmachen, sowie starke Eingriffe in den Landschaftsschutz.
7. Den Zielkonflikten mit der Umwelt muss die Gesellschaft sich stellen: Entweder werden Gewässer, Landschafts- und Ortsbild belastet oder CO₂-Emissionen verursacht. So führt Szenario 1 zu einer Erhöhung der gesamten jährlichen CO₂-Emissionen in der Schweiz um rund 15% im Vergleich zu heute, während bei Szenario 3 unter anderem 1 250 Windturbinen in der Schweiz zu bauen wären.



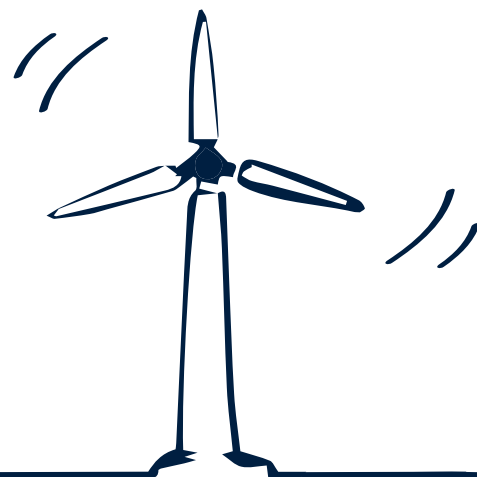


8. Bis 2050 müssen zwischen 118 bis 150 Milliarden Franken in Produktion und Netze investiert werden. Bis 2035 sind es über 70 Milliarden.
9. Die Kosten für neue Produktionskapazitäten und Netze werden zu steigenden Strompreisen um inflationsbereinigt 30 % (Szenario 1), um 45 % (Szenario 2) bzw. um 75 % (Szenario 3) führen. Hinzu kommen Kosten der Energieeffizienzmassnahmen und Steuern / Abgaben.
10. Ein Pfadwechsel würde teuer: Sollte der Verbrauch in Szenario 3 stärker steigen als angestrebt – beispielsweise wie in Szenario 2 –, würden die jährlichen Energiekosten des Zubaus von Kraftwerken und zusätzlicher Importe (ohne Subventionen für Erneuerbare) im Jahr 2050 um rund 20 % oder ungefähr 1,5 Milliarden Franken steigen.
11. Die umfangreichen Investitionen über Jahrzehnte brauchen die breite Akzeptanz aller Anspruchsgruppen über lange Zeit sowie abgestimmte und stabile Rahmenbedingungen. Der Bau von Netzen und Produktionsanlagen benötigt darüber hinaus einen »Fast Track«, also eine Straffung der Verfahren für diese Investitionen.

Den Königsweg gibt es also nicht. Der Umbau des Stromsystems ist komplex und anspruchsvoll, jedes Szenario hat seine Vor- und Nachteile. Weil Politik und Schweizer Bevölkerung den Weg definieren, gibt der VSE auch keine Empfehlung für das eine oder andere Szenario ab. Vielmehr ist es das Ziel dieses Berichts, Grundlagen und Auswirkungen für alle Beteiligten transparent auf den Tisch zu legen.

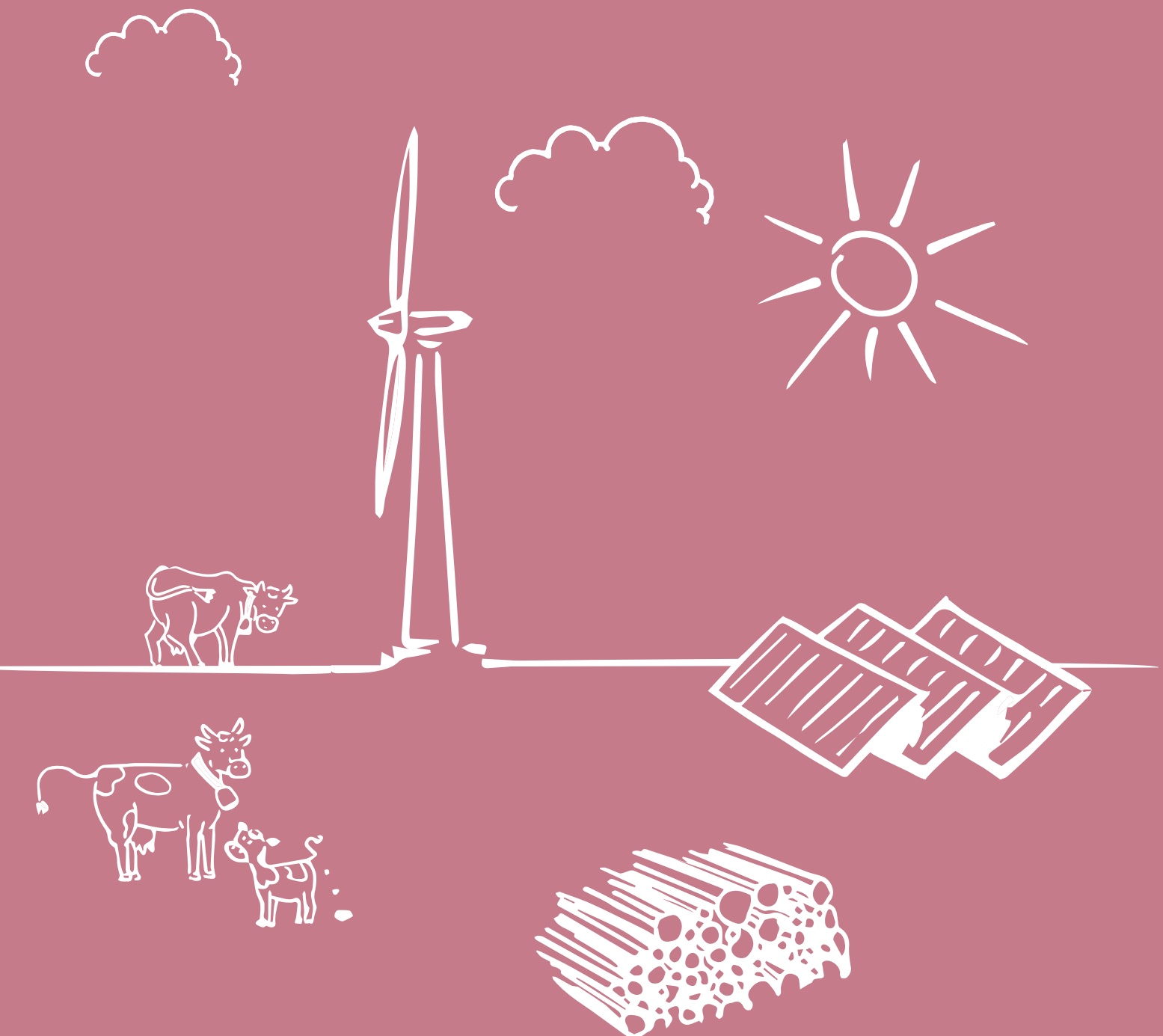
Die Stossrichtung ist aufgrund einer sorgfältigen Analyse verschiedener Szenarien festzulegen. Dabei gilt es, wichtige Faktoren zu berücksichtigen: die weltweite Entwicklung der Primärenergie-Märkte, die Energiepolitik der bedeutendsten Volkswirtschaften, insbesondere aber auch der Nachbarländer, die Einbettung in den Strommarkt der EU sowie die Auswirkungen auf die Konkurrenzfähigkeit der Schweizer Wirtschaft.

Die Zielkonflikte sind erkannt. Der Umbau der Stromversorgung kann nur erfolgreich sein, wenn diese gelöst werden. Es sind demnach grundsätzliche und verbindliche Entscheide zu treffen und vollumfänglich umzusetzen.



2.

Die VSE-Mitgliedsunternehmen erfüllen einen öffentlichen Versorgungsauftrag und haben somit auch die Pflicht, langfristig für die Zukunft zu planen. Die «Wege in die neue Stromzukunft» des VSE sind dabei als Basis für politische und unternehmerische Grundsatzenscheide zu verstehen.



Inhalt, Aufbau und Methodik der Studie

2.1 Einleitung und Ziele

Die zuverlässige Versorgung mit Strom trägt entscheidend zur Entwicklung einer Volkswirtschaft bei. Die meisten wirtschaftlichen und technischen Prozesse setzen die Verfügbarkeit von Elektrizität ohne Unterbruch voraus. Dies verdeutlichen die Kosten eines Stromausfalls.¹ Strom ist auch für den technischen Fortschritt unentbehrlich und sein Einsatz führt zu einer Steigerung der Gesamtenergieeffizienz. Die Versorgung mit Strom ist aus Sicht des VSE so essenziell, dass er mit diesem Bericht einen wesentlichen Beitrag für die aktuellen Diskussionen geben möchte.

Die vorliegenden «Wege in die neue Stromzukunft» des VSE fassen auf Tradition und Aufbruch: auf Tradition, weil sie die ehemaligen «10-Werke-Berichte» bzw. die «Vorschau» weiterführen und wiederum in intensiver Zusammenarbeit des VSE mit seinen Mitgliedsunternehmen erstellt worden sind; einen Aufbruch stellen sie gleich in mehrfacher Hinsicht dar:

- Das energiepolitische Umfeld hat erheblichen Einfluss und bietet nach wie vor eine Reihe von Unsicherheiten. Die Energie- und Klimapolitik hat es Anfang 2011 geschafft, unter den gesellschaftlichen Top-Themen zu landen, läuft aber Gefahr, wieder aus der Tagesaktualität zu verschwinden. Der Bedeutung des Themas trägt diese Studie mit entsprechendem Fokus Rechnung, nicht zuletzt dadurch, dass sie die Beschlüsse des Bundesrats vom 25. Mai 2011 und die anschliessenden Beschlüsse der Eidgenössischen Räte aufgreift.
- Die Märkte entwickeln sich in schwer vorhersagbarer Weise und schaffen neue Opportunitäten und Herausforderungen, die von den VSE-Mitgliedsunternehmen in ihren unternehmerischen Strategien aktiv aufgegriffen werden. Dazu zwei Beispiele:
 - Der europäische Erzeugungsmix wandelt sich durch ambitionierte Zielsetzungen der EU, wobei die Schweiz ihre Chancen in Europa gezielt suchen und wahrnehmen muss.
 - Die Energieeffizienz und die Entwicklungen auf der Basis neuer Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Metering, Smart Grid, Smart Home) sowie die Optimierung des Strommarkts mit den Gesamtenergiemärkten bieten Chancen.

- Gleichzeitig werden bestehende Aufgaben wichtiger, aber auch anspruchsvoller denn je – beispielsweise angesichts der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien und zunehmend volatiler Primärenergiemärkte:
 - Die jederzeit sichere Versorgung in ausreichender Menge, zu erschwinglichen Preisen und in der gewünschten Qualität sicherzustellen, ist nach wie vor die vordringliche Aufgabe der Branche.
 - Verschiedene Faktoren sind dabei miteinander in Einklang zu bringen: der verantwortungsvolle Umgang mit der Endlichkeit von Primärenergien und anderen Rohstoffen, die Umweltauswirkungen der Wirtschaft im Allgemeinen und der Energieerzeugung und -anwendung im Speziellen, sowie der Anspruch auf Wohlstand und Wachstum einer Volkswirtschaft.

Nicht zuletzt bedeutet der öffentliche Versorgungsauftrag, den die VSE-Mitgliedsunternehmen erfüllen, eine Pflicht zum langfristigen Vorausschauen in eine mögliche Zukunft. Der VSE gibt daher mit den «Wegen in die neue Stromzukunft» heute keine Prognosen zur zukünftigen Entwicklung ab. Vielmehr stellt er in Szenarien Wenn-Dann-Zusammenhänge dar, die als Basis für politische und unternehmerische Grundsatzentscheide zu verstehen sind. Der Bericht setzt demzufolge keine energiepolitischen Ziele und beschreibt keine Strategien, wie diese zu erreichen wären. Die Strombranche zeigt vielmehr die Konsequenzen des Handelns auf und gibt dazu ihre Empfehlung ab.

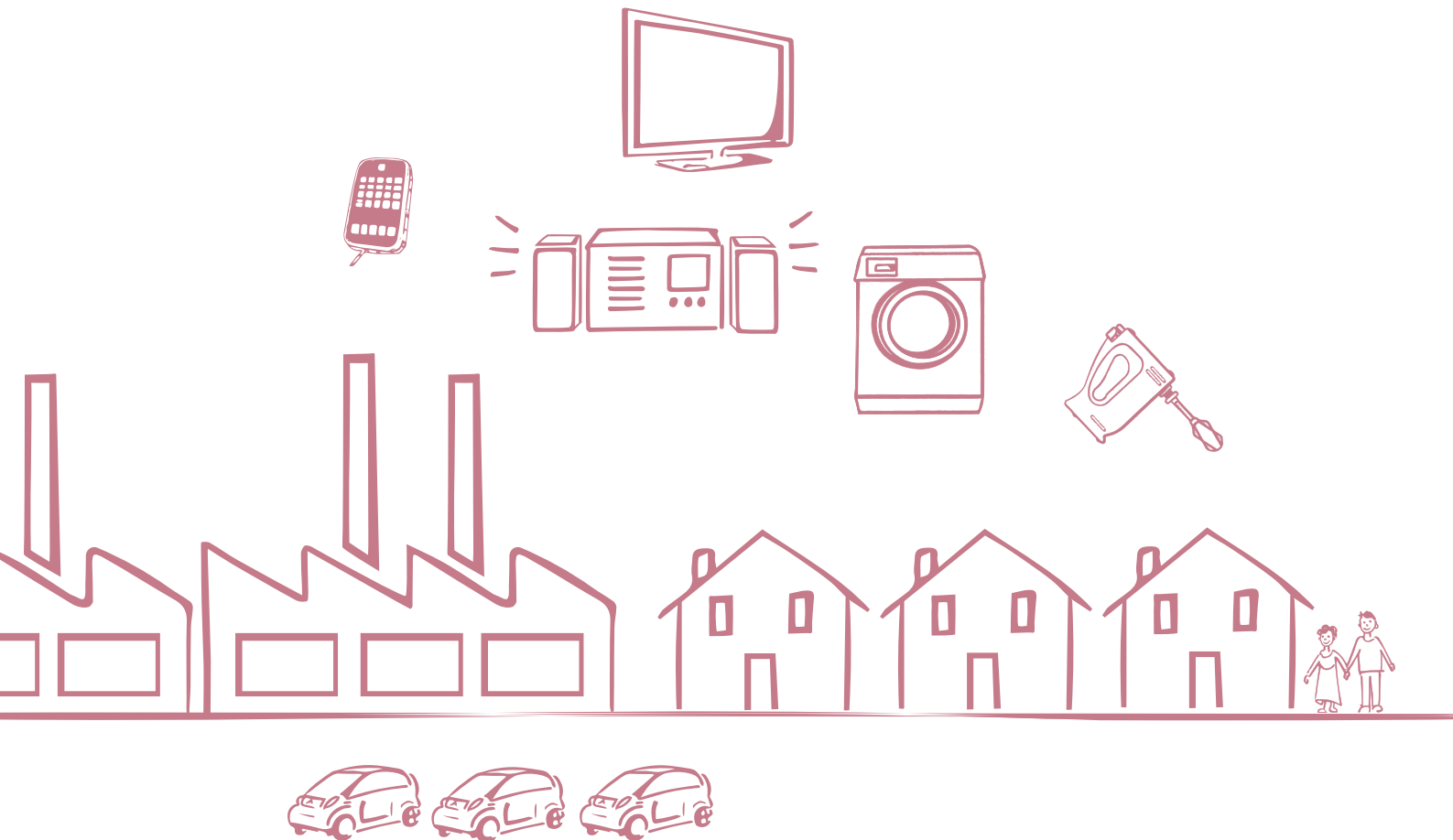


¹ Die Kosten eines Blackouts werden auf 2 bis 4 Milliarden Franken pro Ereignis und pro Tag geschätzt. S. Kapitel 8.3.2.3

Ziele der «Wege in die neue Stromzukunft» sind daher:

- das weltweite, europäische und schweizweite Umfeld fundiert zu analysieren;
- Szenarien zur Stromversorgung bis 2035 / 2050 zu entwickeln;
- die jeweils entstehenden energie-, umwelt- und wirtschaftspolitischen Herausforderungen abzuleiten;
- eine Basis zu legen für die politische und gesellschaftliche Diskussion und Zielbildung sowie für die Entwicklung unternehmerischer Strategien der Stromunternehmen.

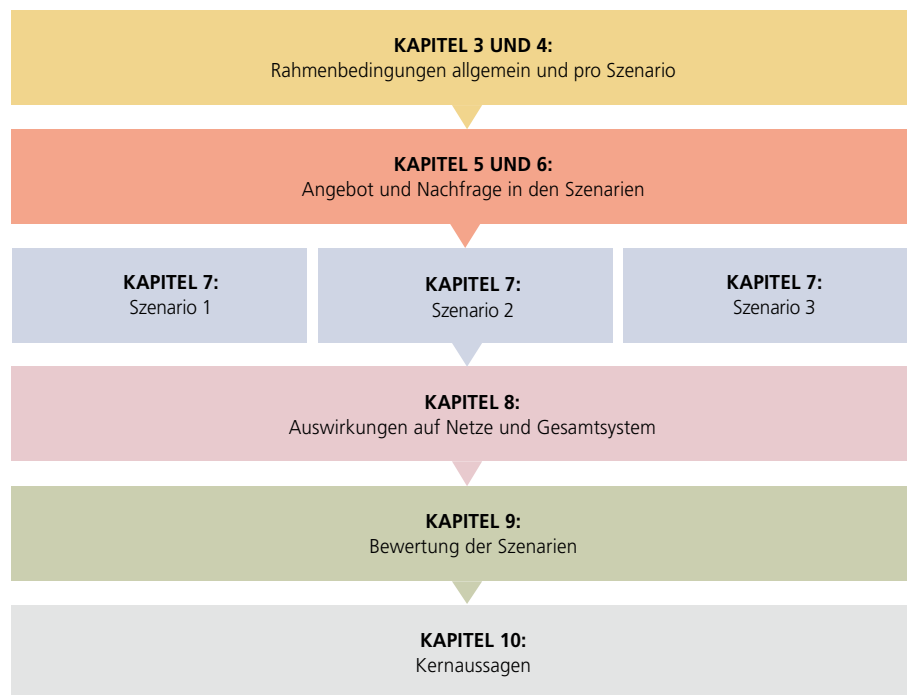
Dafür ist es ganz wesentlich, dass die vorliegenden Resultate faktenbasiert und technologieneutral sind. Sie sind belastbar dank der Verwendung aktueller und originärer Studienergebnisse, die auf Primärdaten der Branche (Energie, Netze) basieren. Zudem fassen sie auf einer Systembetrachtung, die alle Parameter ganzheitlich mit einbezieht. Stets haben die Arbeiten und Resultate dieser Studie das Primat der Versorgungssicherheit vor Augen.



2.2 Aufbau der Studie

Ausgehend von einer Analyse des energiewirtschaftlichen, technologischen, politischen und regulatorischen Umfelds wird in Szenarien untersucht, wie sich mögliche zukünftige energiepolitische Rahmenbedingungen auswirken werden und zu welchen Konsequenzen sie führen. Was würde das jeweilige Szenario für den Stromverbrauch, den Kraftwerkspark und das Elektrizitätsnetz bedeuten? Welche Kosten würden daraus resultieren? Und was müssten wir als Gesellschaft tun, um dieses Szenario zu verwirklichen? Diesen Aufbau schildert Abbildung 2.1:

ABBILDUNG 2.1: Aufbau der Studie



Quelle: VSE

3.

Zu den wesentlichen Voraussetzungen, die allen Szenarien zugrunde liegen, gehören die Entwicklungen der Energiemärkte weltweit – mit Fokus auf die Primärenergien –, der EU-Energiepolitik und der gesamt- und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Schweiz.



Wesentliche Entwicklungen im Umfeld

3.1 Das weltweite Umfeld

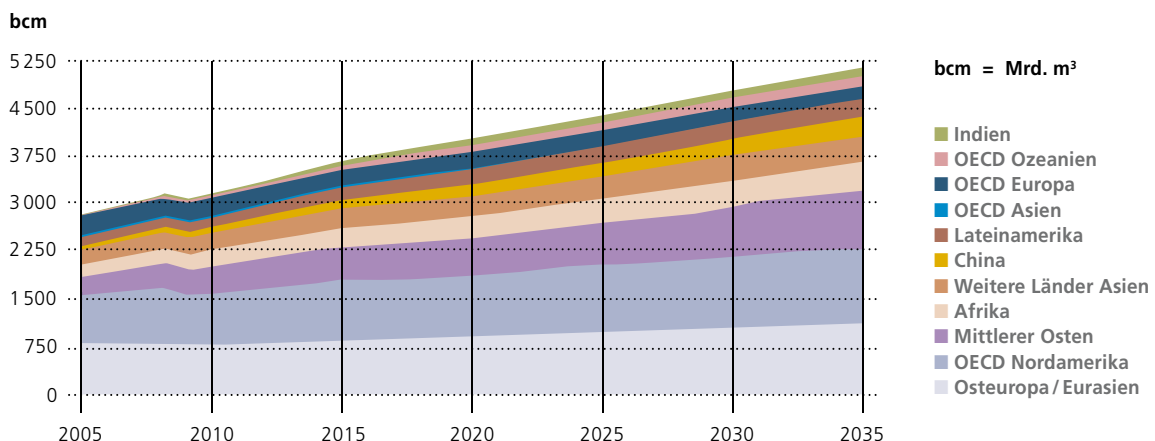
Die **Gesamtenergie- und die Stromnachfrage** erfahren in den nächsten Jahrzehnten allen Szenarien und Prognosen zufolge ein starkes Wachstum. Gemäss Prognosen der Internationalen Energieagentur (Szenario «New Policies») steigt der Weltenergieverbrauch von heute 140 000 TWh bis 2035 auf fast 200 000 TWh, also in den nächsten 23 Jahren um über 40 %. Der **Anteil des Elektrizitätsverbrauchs am Energieverbrauch** wird von heute rund 12 % auf 16 % im Jahr 2035 anwachsen. Die weltweite Nachfrage nach Elektrizität wird zwischen heute und 2035 von 17 200 TWh auf 31 700 TWh pro Jahr anwachsen (IEA, World Energy Outlook 2011). Das entspricht einer Steigerung von 85 %.

Die **Nachfrage nach Primärenergien** wird bis 2035 demgemäss in den OECD-Ländern durchschnittlich pro Jahr um 1,3 % zunehmen. Anders sieht die Zunahme in Staaten wie China oder Indien aus. Diese werden im selben Zeitraum jährlich 2 bis 3,1 % mehr Primärenergien beanspruchen. Neben den allgemeinen weltweiten geo-, energie- und umweltpolitischen Herausforderungen dieses rasanten Wachstums hat dies auf die Zukunft der Schweizer Elektrizitätswirtschaft ganz konkret Auswirkungen auf die Verfügbarkeit und auf die Preise der **Primärenergien** – wenn auch in geringerer Masse als in anderen EU-Ländern: Während in der Schweiz die unmittelbare Abhängigkeit von importierten Primärenergien bei der Stromproduktion dank des hohen Anteils der Wasserkraft und des gut lagerbaren Urans relativ gering ist, ist Europa deutlich abhängiger von Rohstoffimporten. Europa förderte 2010 lediglich 6 % des weltweiten Anteils von Kohle, Öl, Gas und Uran, verbrauchte aber einen Anteil von 15,4 %.

Die **Verfügbarkeit aller Primärenergien ist endlich**. Dabei muss zwischen Ressourcen und Reserven unterschieden werden. Reserven sind Vorkommen, die bekannt und nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind. Ressourcen hingegen sind Vorkommen, die zwar nachweislich vorhanden sind, gegenwärtig aber nicht wirtschaftlich gefördert werden können, oder die bloss mit einer gewissen Sicherheit vermutet werden. Sie betragen meist ein Vielfaches der Reserven.

Eine Studie der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) von 2011 prognostiziert für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer Sicht komfortable Situation, denn der projizierte Bedarf² kann voraussichtlich auf viele Jahrzehnte hinaus gedeckt werden. Allenfalls kritisch ist im Betrachtungszeitraum die Lage beim Erdöl. Wichtig mit Blick auf die Stromversorgung sind die Ergebnisse zur Verfügbarkeit von Erdgas, das gemäss BGR in den kommenden Jahrzehnten auch bei steigendem Bedarf nicht durch die Vorratslage limitiert sein wird. Dabei verschiebt sich die Menge der Reserven im Lauf der Jahre. Dies ist abhängig von der Entwicklung von Fördertechnologien, Funden und Energiepreisen. Weltweit sind heute etwa gleich viele unkonventionelle (Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas) wie herkömmliche Gasreserven vorhanden (IEA, Golden Age of Gas 2011). Die Produktion aus unkonventionellem Erdgas wird also mittel- bis langfristig steigen. Dies kann auch dazu führen, dass sich geostrategische Schwerpunkte verschieben – beispielsweise durch Schiefergas v.a. in China, den USA, in Argentinien und Mexiko. Total steigt die Erdgasproduktion von heute rund 3 300 Milliarden auf rund 5 100 Milliarden Kubikmeter. Der Anteil des nicht konventionellen Gases erreicht dann 25 %. Dies veranschaulicht Abbildung 3.1.

ABBILDUNG 3.1: Anstieg der jährlichen Produktion von Erdgas bis ins Jahr 2035 im Gas-Szenario der IEA 2011



Das «Gas-Szenario» der IEA weist gegenüber dem «New Policies Szenario» einen leicht höheren Anteil des Erdgases am Gesamtenergieverbrauch aus.

Quelle: Golden Age of Gas, IEA (2011)

² Basis: New Policies Scenario der IEA (2011)

Primärenergiepreise – Schwerpunkt Erdgaspreis

Ein Blick auf die Preisentwicklung der Vergangenheit zeigt, dass die Preise für Primärenergieträger nach der Erdölkri- se in den 1970er- bis 1980er-Jahren relativ stabil blieben, während ab der Jahrtausendwende Erdöl und Erdgas und ab 2003 Kohle massiv teurer wurden. Den Höhepunkt er- reichten alle Primärenergiepreise 2008, nur um kurz danach massiv zu fallen. Seit 2009 ist wieder ein Anstieg zu ver- zeichnen. Inflationsbereinigt wurde das Erdölpreisniveau von Anfang der 1980er-Jahre nicht überschritten.

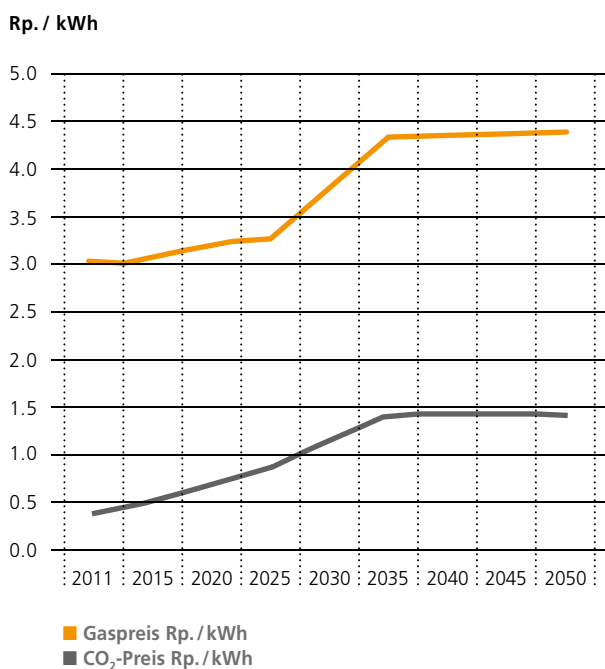
In der vorliegenden Studie fassen die Annahmen zur zukünf- tigen Entwicklung von Primärenergiepreisen auf den Unter- suchungen, die 2012 von Pöyry im Rahmen der Studie «Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz» erstellt wurden (Pöyry 2012). Hiernach werden sowohl Öl- wie auch Kohlepreise in den kommenden Jahren moderat ansteigen. Die Entwicklung wird für alle Szenarien identisch angesetzt, da Szenarien der Schweizer Elektrizitäts- wirtschaft keinen Einfluss auf die Weltenergiemärkte haben. Im Einzelnen bedeutet dies:

- Die **Ölpreise** entwickeln sich moderat, denn der heutige Ölpreis ist wegen der politischen Situation (Irankrise, ara- bischer Frühling etc.) und hoher Nachfrage relativ hoch. Wenn mittelfristig Angebote aus Nicht-OPEC-Staaten

(Kanada, USA, Kolumbien, Brasilien) auf den Markt kommen, drücken diese den Preis tendenziell. Später wird wegen steigender Produktionskosten von wieder moderat steigenden Preisen ausgegangen. Die Unsicherheiten sind hier relativ hoch, allerdings ist die Relevanz für diese Studie überschaubar, da die Strompreise nicht sehr sensitiv auf Ölpreise reagieren.

- Die **Kohlepreise** sinken leicht, denn aufgrund der zurzeit starken Nachfrage (China, Indien) und gleichzeitig hoher Investitionen in Produktionskapazitäten wird bis Anfang/ Mitte der 2020er-Jahre ein Preisrückgang erwartet. Danach folgt ein moderater Anstieg wegen der steigenden Produk- tionskosten. Schliesslich ist Kohle vielfältig verfügbar.
- Für die in der vorliegenden Studie betrachteten Erzeu- gungstechnologien ist das Erdgas wesentlich. Die **Gas- preise** bleiben gemäss Prognose anfangs relativ konstant, ein Anstieg wird für die Zeit nach 2025 prognostiziert. Dies wegen des derzeitigen Angebotsüberschusses, der sich aus der Verfügbarkeit von Flüssiggaskapazitäten und un- konventionellem Gas ergibt. Die Produktion aus unkon- ventionellem Erdgas wird mittel- bis langfristig steigen. Ein späterer Anstieg der Gaspreise ist zum Beispiel wegen eines zukünftig wieder knapperen Nachfrage-/ Angebots- verhältnisses und einer Rückkehr zur Ölpreisindexierung nicht auszuschliessen. Abzuwarten bleibt der Einfluss der Klimaschutzpolitik auf den Gaspreis.

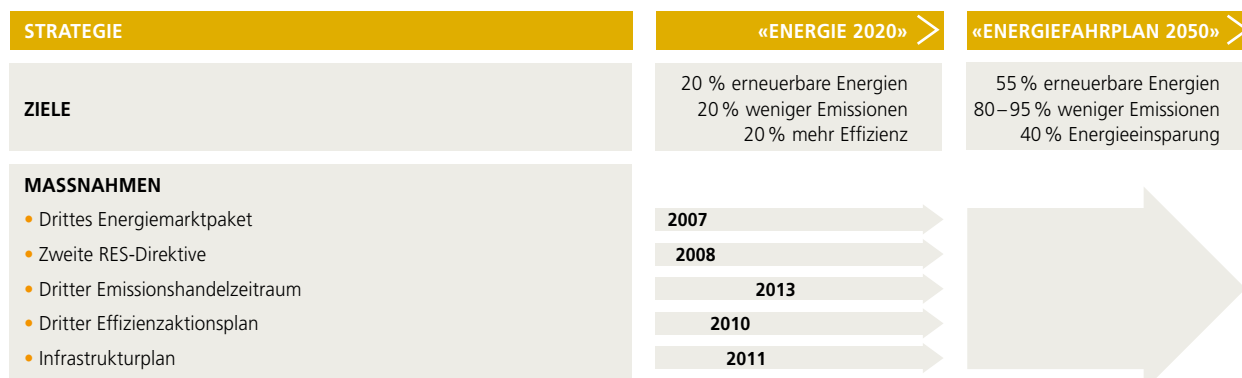
ABBILDUNG 3.2: Entwicklung des Gaspreises und des CO₂-Preises



Gaspreis: Jährlicher Durchschnitt im Marktgebiet Schweiz exklusive Transportkosten zum Kunden und exklusive CO₂-Preis

Quelle: Pöyry 2012

ABBILDUNG 3.3: Die Energiepolitik der EU



Quelle: VSE

3.2 Das europäische Umfeld

Die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen in der Schweiz sind stark beeinflusst durch die Strategien und die Politik der Europäischen Union. Die wichtigsten Bereiche sind die übergeordneten strategischen Ziele der Energiestrategie 2020 und der Energiefahrplan (Roadmap) 2050 sowie die Rechtsetzung der EU in den Bereichen erneuerbare Energien, Emissionen, Energieeffizienz und Liberalisierung. Den Überblick vermittelt oben stehende Abbildung 3.3.

- 20 % weniger Treibhausgasemissionen als 2005
- 20 % Anteil an erneuerbaren Energien
- 20 % mehr Energieeffizienz

Diese Ziele bilden die Basis der aktuellen Strategie «Energie 2020» für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung. Die entsprechenden energiepolitischen Prioritäten, zu welchen Massnahmen ergriffen werden sollen, umfassen die Realisierung von Energieeinsparungen, die Schaffung eines Markts mit wettbewerbsfähigen Preisen und sicherer Versorgung, die Förderung der Technologieführerschaft und wirksames Verhandeln mit den internationalen Partnern der EU.

3.2.1 Strategische Ziele der EU bis 2020 und 2050

Der Vertrag von Lissabon, der am 1. Dezember 2009 in Kraft getreten ist, stellt die Europäische Union auf eine neue Rechtsgrundlage (EU-Kommission, Gesetzgebung – Energie 2012). Darin enthalten ist – im Unterschied zu den früheren Gründungsverträgen – auch ein spezielles Kapitel zur Energiepolitik. Der Energiebereich gehört fortan zu den Bereichen mit geteilter Zuständigkeit zwischen der EU und den Mitgliedstaaten und unterliegt dem Subsidiaritätsprinzip. Demzufolge kann die EU dann tätig werden, wenn sie in der Lage ist, wirkungsvoller zu handeln als die Mitgliedstaaten. Die explizit in Art. 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der EU festgehaltenen Ziele betreffen:

- die Sicherstellung eines funktionierenden Energiemarkts;
- die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit;
- die Förderung der Energieeffizienz;
- die Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Der Vertrag greift damit die bereits früher verfolgten Schwerpunkte auf und legt die Basis für neue strategische Ziele.

20-20-20-Ziele

2008 hat sich die EU auf ein Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie mit Horizont 2020 geeinigt (KOM (2007) 1). Die so genannten «20-20-20-Ziele» umfassen:

Energiefahrplan 2050

Im Dezember 2011 hat die Kommission einen Energiefahrplan 2050 (KOM (2011) 885) vorgelegt, mit dem bis Mitte des Jahrhunderts der Energiesektor sicher, wettbewerbsfähig und CO₂-arm werden soll. Gleichzeitig sollen mit dem Fahrplan die nationalen Energiepolitiken besser koordiniert werden. Im Zentrum steht das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu senken. Der Fahrplan identifiziert verschiedene strukturelle Änderungen, die zu einem Umbau des Energiesystems beitragen können. Dazu gehören bedeutende Einsparungen bei der Primärenergienachfrage in der Grössenordnung von bis rund 40 %. Gleichzeitig muss Strom eine grössere Rolle spielen. Der Fahrplan rechnet mit einer Steigerung des Stromanteils am Gesamtenergieverbrauch von heute 21 % auf 36 bis 39 % im Jahr 2050. Damit dieser Strom nicht zu Lasten des Klimas erzeugt wird, bedarf es einer umfassenden Dekarbonisierung. Der Anteil erneuerbarer Energien steigt dadurch auf 55 % des Bruttoendenergieverbrauchs und auf 64 bis 97 % am Stromverbrauch. Ebenfalls einen Beitrag leisten soll die Technologie der Kohlenstoff-Abscheidung und -Lagerung³ mit bis zu 24 % Anteil an der Stromerzeugung. Schliesslich ist das Zusammenspiel dezentraler (erneuerbare Energien und WKK) und zentraler Erzeugung (in konventionellen Grosskraftwerken und grossen Anlagen oder Parks erneuerbarer Energien – zum Beispiel Wind) – zu optimieren.

³ Carbon Capture and Sequestration CCS, s. auch Kasten in Kapitel 6.2.8

3.2.2 Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen

Erneuerbare Energien

Die EU treibt den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen stark voran mit dem Ziel, bis 2020 ihren Anteil am Gesamtenergieverbrauch aller 27 Mitgliedstaaten im Vergleich zum Referenzjahr 2005 auf 20 % zu steigern (2009/28/EG). Darin inbegriffen ist auch ein Anteil von 10 % Biotreibstoffen am Treibstoffverbrauch. Diese Ziele wurden, basierend auf einem Lastenteilungsverfahren, für jeden einzelnen Mitgliedstaat festgelegt, gemessen am aktuellen Ausbaustand und am Potenzial sowie unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte und des bisherigen Energiemix. So gilt beispielsweise für Deutschland die Zielvorgabe 18 %, für Frankreich 23 %, Grossbritannien 15 %, Österreich 34 % oder Schweden 49 %.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde auf EU-Ebene mit der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) eine Grundlage geschaffen. Sie enthält Bestimmungen zur Erleichterung des Ausbaus erneuerbarer Energien, beispielsweise indem Planungsverfahren reformiert und die Stromnetze weiterentwickelt werden. Zudem schafft sie einen Ausgleichsmechanismus, der es den Mitgliedstaaten erlaubt, durch statistische Transfers mit erneuerbarer Energie zu handeln, gemeinsame Projekte zu realisieren und mit Drittstaaten zusammenzuarbeiten. Auch beinhaltet sie die Verpflichtung, nationale Aktionspläne (National Renewable Energy Action Plan, NREAP) zu erstellen, mit denen die Massnahmen zum Erreichen der eigenen Ziele aufgezeigt werden (EU-Kommission, Action plans and Forecasts 2012). Weitere Anstrengungen sind sowohl bezüglich der Infrastruktur für erneuerbare Energien als auch der Energieinfrastruktur generell erforderlich. Um die Fortschritte der Mitgliedstaaten auf dem Weg zu den gesetzten Zielen zu überwachen, wurden Zwischenziele für die Jahre 2011/12, 2013/14, 2015/16 und 2017/18 gesetzt. Die gesetzten Ziele einzuhalten, ist für die Mitgliedstaaten zwingend. Die Mitgliedstaaten sind frei, die Massnahmen zu definieren, mit denen sie ihre jeweiligen nationalen Ziele erreichen wollen.

In den Mitgliedsländern bilden, ausgehend von der RES-Direktive, Gesetze wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland oder der Energy Act 2008 in Grossbritannien die Grundlage zur Förderung und Entwicklung der erneuerbaren Energien. Das EEG zum Beispiel legt fest, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Deutschlands bis 2020 auf 35 %, bis 2030 auf 50 %, bis 2040 auf 65 % und bis 2050 auf 80 % erhöht wird.

Energieeffizienz

Ein weiteres Element der europäischen Energiepolitik bildet der Aktionsplan Energieeffizienz aus dem Jahr 2011 (EU-Kommission, Energy Efficiency Action Plan 2011). Die Energieeffizienz wird darin als eine der effektivsten Möglichkeiten beschrieben, die Versorgungssicherheit Europas mit Energie zu gewährleisten. Um sicherzustellen, dass die Energieeffizienz EU-weit bis 2020 tatsächlich um 20 % gesteigert wird, sieht der Aktionsplan verstärkte Massnahmen vor. Dazu zählen unter anderem die Verbesserung der Effizienz von Geräten und Industrieanlagen, die Verbesserung des Wirkungsgrads

der Strom- und Wärmeerzeugung wie auch die Einführung intelligenter Netze und Zähler, mit denen Verbraucher ihren Konsum von Strom, Gas, Wärme, Kälte und Heisswasser überwachen und optimieren können. Die Mitgliedstaaten müssen bis 2020 für mindestens 80 % ihrer Endkunden intelligente Stromzähler bereitstellen, sofern in nationalen Analysen ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis erhärtet werden kann.

In einem ersten Schritt haben sich Rat und Parlament im Juni 2012 informell auf eine Energieeffizienzrichtlinie geeinigt (europarl.europa.eu 2012). Diese sieht vor, dass sich die Mitgliedstaaten eigene, indikative Effizienzziele setzen und im Dreijahresrhythmus (2014, 2017 und 2020) nationale Effizienz-Aktionspläne präsentieren. Darüber hinaus schafft die Richtlinie gemeinsame Massnahmen, zum Beispiel die Verpflichtung der Energieunternehmen, zwischen 2014 und 2020 ein kumuliertes Endverbrauchs-Energiesparziel zu erreichen, das mengenmässig einer Einsparung von mindestens 1,5 % des jährlichen Energieabsatzes an Endkunden entspricht. Die Mitgliedstaaten werden ebenfalls verpflichtet, bis Ende 2015 eine umfassende Einschätzung an die Kommission einzureichen. Darin müssen sie die Möglichkeiten des Einsatzes von hocheffizienter WKK und effizienter Fernwärme und -kälte aufzeigen und Finanzierungshilfen für Effizienzmassnahmen vorsehen, beispielsweise in Form von nationalen Energieeffizienzplänen, die gleichermaßen durch die öffentliche Hand und die Energieunternehmen alimentiert werden. Sollte sich bis 2013 zeigen, dass das EU-weite Effizienzziel bis 2020 nicht erreicht werden kann, will die Kommission verbindliche nationale Zielvorgaben vorschlagen.

Reduktion der Treibhausgasemissionen

Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 % bis 2020 bildet das europäische Emissionshandelssystem das Rückgrat (2003/87/EG). Dieses tritt per 2013 in die dritte Handelsperiode (bis 2020). Es verpflichtet Grossemittenten wie Kraftwerke und Industrieanlagen, ihre Emissionen bis 2020 durch eigene Massnahmen oder durch Kauf von Emissionsrechten mit im Zeitablauf spezifischen Zielen zu senken. Daneben gelten für die übrigen, nicht durch den Emissionshandel erfassten Emissionen EU-weit im Zeitraum von 2005 bis 2020 Reduktionsziele, die nach einem Lastenteilungsverfahren in jeweils nationale Zielvorgaben differenziert verteilt wurden.

3.2.3 Infrastrukturstrategie

Im Bereich Netzinfrasturktur sieht die EU bis 2020 und darüber hinaus dringlichen Handlungsbedarf (KOM (2010) 677). Im Wesentlichen müssen die Netze nachgerüstet und modernisiert werden, um so einen europäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen und die Systemsicherheit zu erhalten. Allein für den Ausbau der Übertragungsnetze will die EU bis 2020 etwa 200 Milliarden Euro investieren (consilium.europa.eu 2011).

Der wohl wichtigste Aspekt in den Überlegungen zum Ausbau der Netzinfrasturktur ist der zunehmende Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien, der unregelmässig ins Netz eingespeist wird. Gemäss dem Netzinfrasturkturbericht erwartet die EU, dass 2020 rund 12 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von Offshore-Anlagen in den nördlichen Meeren stammen. Hinzu kommt der Anteil aus auf dem Festland errichteten Windparks sowie aus Photovoltaikanlagen aus Südeuropa.

Diese Produktionsregionen müssen mit den Speicherregionen in den Alpen und in Nordeuropa verbunden werden (KOM (2010) 677). Der erste Zehnjahresnetzausbauplan (10-year network development plan TYNDP) bildet die Basis, um die Prioritäten für den Strominfrastrukturbereich bis 2020 festzulegen (Entso-E 2010). Um die Integration von erneuerbaren Energien in Nord- und Südeuropa zu gewährleisten, schlägt die Europäische Kommission vor, sich auf folgende Gebiete zu konzentrieren, damit die Stromnetze Europas für die 20-20-20-Ziele gerüstet sind (KOM (2010) 677):

- Nord- und Mitteleuropa: Integration und Verbindung der Stromerzeugungskapazitäten in den nördlichen Meeren mit den Verbrauchszentren in Nord- und Mitteleuropa und den Pumpspeichieranlagen in der Alpenregion und den nordischen Ländern.
- Südwesteuropa: Installation von Verbindungsleitungen in Südwesteuropa zur Aufnahme von Wind-, Wasser- und Solarenergie, insbesondere zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich. Zudem sollen Verbindungsleitungen von Nordafrika nach Mitteleuropa verwirklicht werden, um Solarenergie (zum Beispiel aus dem Desertec-Projekt) zu transportieren.
- Mittelost- und Südosteuropa: Stärkung des regionalen Netzes in nord-südlicher und ost-westlicher Richtung, um die Marktintegration und die Integration erneuerbarer Energien zu unterstützen, einschliesslich der Verbindungen zu Stromspeichern (womit vor allem die Pumpspeicherkraftwerke in den östlichen Alpen gemeint sein dürften).
- Vollendung des BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan – Verbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum): Integration der baltischen Staaten in den europäischen Markt durch Stärkung ihrer Binnennetze und Ausbau der Verbindungsleitungen mit Finnland, Schweden und Polen sowie durch Stärkung des innerpolnischen Netzes und der Verbindungsleitungen nach Osten und Westen.

3.2.4 Energiebinnenmarkt

Eines der zentralen energiepolitischen Themen der vergangenen zwei Dekaden soll mit der Vollendung des Europäischen Energiebinnenmarkts bis 2014 abgeschlossen werden: Seit Beginn der 1990er-Jahre werden in Europa nach und nach die Produktion und der Vertrieb von Strom liberalisiert, jene Bereiche also, die bei entsprechender Regelung vom Leitungsmonopol unabhängig sind. Ziel ist es, den grössten Strommarkt der Welt zu schaffen, der sich mit mehr als 500 Millionen Verbrauchern über den gesamten Kontinent erstreckt. Ein wettbewerbsfähiger Energiebinnenmarkt ist für die EU ein strategisches Instrument, um den europäischen Konsumenten die Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Strom- und Gasanbietern zu angemessenen Preisen zu geben und den Markt zugänglich zu machen für alle Anbieter, insbesondere die kleinsten, und die Investoren in erneuerbare Energien. Ferner geht es der EU darum, einen Rahmen zu schaffen, innerhalb dessen der Handel für Treibhausgasemissionen effektiv und effizient weiterentwickelt werden kann. Ein tatsächlich integrierter Markt trägt damit zur Diversifizierung der Energieversorgung und dadurch zur Versorgungssicherheit bei.

Mit zwei Liberalisierungspaketen (1996 und 2001) wurde auf gesamteuropäischer Stufe die schrittweise Liberalisierung ab 1998 eingeleitet. Diese Pakete forderten zunächst eine buchhalterische, später auch eine rechtliche Trennung von Stromproduktion, -transport und -verteilung sowie die Durchleitungspflicht, sie definierten eine stufenweise Erweiterung des Marktzutritts zunächst für grosse, später auch für kleinere Stromkunden. Seit 2004 ist dadurch der Markt für Geschäftskunden, seit 2007 auch derjenige für Haushalte vollständig geöffnet. Gleichzeitig wurden nationale Regulierungsbehörden eingesetzt, die angemessene Konkurrenzbedingungen schaffen sollen. 2009 wurde das dritte Liberalisierungspaket verabschiedet, das bis März 2011 durch die Mitgliedstaaten umgesetzt werden musste. Dieses sieht eine weitere Verschärfung der Entflechtungsvorschriften vor, indem es die Mitgliedstaaten verpflichtet, unabhängige nationale Übertragungsnetzgesellschaften zu bilden. Mit der Schaffung von ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators), der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, geht die EU einen weiteren Schritt auf dem Weg zur Zusammenführung der verschiedenen Märkte. ACER ist bestrebt, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen dazu beitragen, den Energiebinnenmarkt zügig zu vollenden.

3.2.5 Auswirkungen auf die Entwicklungen in der Schweiz

Die Schweiz liegt im Zentrum Europas und ist dadurch ein wichtiges Strom- und Gastransitland in Mitteleuropa. Eine Einbettung der Schweiz in den europäischen Energiemarkt ist für eine sichere und wirtschaftliche Versorgung des Landes unerlässlich: Die Schweiz schafft durch die Verknüpfung der europäischen Energiebinnenmärkte Chancen und Synergien auch für sich selbst – im Stromhandel, in der Beschaffung von Energie, im Vertrieb. Sie erleichtert ausserdem den Zugang zu Energien, wenn sie eine EU-Energieversorgungs-Sicherheitspolitik mitgestalten kann, zum Beispiel mit Blick auf das Verhältnis der EU zu Lieferländern von Gas oder Uran. In der Stromversorgung ermöglichen die Zusammenarbeit und die Vernetzung durch den europaweiten Ausgleich der Einspeisung erneuerbarer Energien die bestmögliche Nutzung der unterschiedlichen geografischen und meteorologischen Potenziale. Im Vordergrund des bilateralen Verhältnisses mit der EU stehen für die Stromversorgung deshalb die folgenden vier Elemente: der Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU, die Sicherung der Teilnahme der Schweiz an einem Market Coupling mit den Nachbarländern, die Einbettung der Schweiz in die sich weiter entwickelnde Strom-Infrastruktur Europas im Kontext verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien und die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme der Schweiz und der EU.

Dabei wird deutlich: Eine Strommarktöffnung und Einbettung in die EU hat für die Schweiz nicht automatisch sinkende Strompreise zur Folge. So ist, wie in der Schweiz, auch in der EU die Energiepolitik mit teilweise konfligierenden Zielen verbunden, die aus Schweizer Sicht abgewogen werden müssen.

Stromabkommen

Eine vom europäischen Umfeld losgelöste Klima- und Energiepolitik ist für die Schweiz weder sinnvoll noch real möglich. Der Energiefahrplan 2050 der EU zeigt die Richtung künftiger Entwicklungen auf mit dem Ziel, das Energiesystem zu dekarbonisieren. Durch mit der EU koordinierte Massnahmen können in der Schweiz Investitionen in Netze, die Produktion und in Energieeffizienzmassnahmen effizienter getätigt werden. Dies trägt dazu bei, von Grössenvorteilen zu profitieren und damit auch den Anstieg des Strompreises zu dämpfen. Weiter würde ein Stromabkommen die Mitgliedschaft und die Mitsprache der Schweiz in den europäischen Gremien ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) und ACER ermöglichen, so dass sie künftig bei der Weiterentwicklung der Grundlagen mitwirken könnte. Dabei ist die spezifische Situation der Schweiz zu berücksichtigen, so dass sie ihre Ressourcen sinnvoll weiterentwickeln kann.

Das Stromabkommen mit der EU, über das die Schweiz seit 2007 verhandelt, mindert die Risiken eines Alleingangs und bringt mehr Vor- als Nachteile. Das Verhandlungsmandat wurde zwischenzeitlich an das dritte Liberalisierungspaket angepasst, und die neuen Richtlinien über die Förderung von erneuerbaren Energien wurden mit einbezogen.

Teilnahme am Market Coupling in der EU

Das europäische Verbundnetz wurde für gegenseitige Hilfe in Ausnahmesituationen wie Kraftwerksausfällen geschaffen. Die Kapazitäten an den Kuppelstellen sind an manchen Orten jedoch für die heutige und zukünftige Situation nicht ausreichend. Sie werden bisher mehrheitlich in expliziten Auktionsverfahren vergeben, unabhängig davon, ob und welche Menge Strom der Händler tatsächlich importieren kann. Dadurch kann es vorkommen, dass die ohnehin schon knappen Kapazitäten nicht vollständig genutzt werden.

Durch Marktkopplung (Market Coupling) wird die Auslastung der Kuppelstellen optimiert. Strombörsen vergleichen dabei ihre Spotmarktpreise und tauschen untereinander Energie aus, sofern es Preisunterschiede gibt und der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend unbenutzte Leitungskapazitäten zur Verfügung hat. Indem von dem Gebiet mit dem tieferen zu demjenigen mit dem höheren Preis ausreichend Strom geliefert wird, gleichen sich die Preisunterschiede aus. Als Ergebnis des Market Coupling gleichen sich die Marktpreise an, und die verfügbaren Übertragungskapazitäten werden optimiert genutzt.

Market Coupling soll auf europäischer Ebene bis 2014 realisiert sein. Für die Schweiz ist eine Teilnahme von Vorteil, da das Strompreisniveau positiv beeinflusst wird und die Schweiz von einer Drehscheibenfunktion nur integriert in die europäischen Märkte profitieren kann.

Ausbau erneuerbarer Energien in der EU

Die Schweiz ist vom Umbau der Energie- und Stromversorgungsinfrastruktur und der Produktionsanlagen in den EU-Ländern direkt betroffen. Die vermehrte Einspeisung von unregelmässig erzeugter Elektrizität, der zunehmende Bedarf an (Pump-)Speicherkapazität zur Stromspeicherung oder der Aufbau eines Smart Grid in der EU sind nur drei Aspekte der europäischen Energiestrategie, die in hohem Mass Auswirkungen auf die Schweiz haben.

Bei den Verhandlungen zum Stromabkommen ist bei der Diskussion der Ziele der EU zum Ausbau erneuerbarer Energien die spezifische Situation der Schweiz zu berücksichtigen.

Verknüpfung der Emissionshandelssysteme

Eine Verknüpfung des Schweizer Markts für CO₂-Emissionen mit dem EU-Emissionshandelssystem liegt seit 2010 auf dem Verhandlungstisch der EU und der Schweiz. Ein Zusammenschluss eines schweizerischen Emissionshandelssystems mit demjenigen der EU setzt eine volle Kompatibilität beider Systeme und den Abschluss eines Staatsvertrags voraus. Aus Schweizer Sicht bringt eine Anbindung an den europäischen Emissionshandelsmarkt umweltpolitische wie auch wirtschaftliche Vorteile: Durch einen gemeinsamen CO₂-Markt würden mehr kostengünstige Reduktionspotenziale offenstehen. Die Anerkennung der europäischen Emissionsgutschriften bildet die Voraussetzung für den Zugang zum EU-Emissionsmarkt und damit grössere Flexibilität bei der CO₂-Kompensation, beispielsweise für Gaskombikraftwerke.

3.3 Das schweizerische Umfeld

3.3.1 Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum bis 2050

Der vorliegende Bericht basiert auf den aktuellen Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz des Bundesamts für Statistik, konkret auf dem mittleren Szenario der «Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010–2060» des BFS. Darin wird davon ausgegangen, dass die Schweiz von heute (d.h. Ende 2011) etwa 7,95 Millionen auf rund 9,0 Millionen Einwohner im Jahr 2050 um 13 % wächst (BFS 2010). Diesem Szenario der Bevölkerungsentwicklung wie auch dem vorliegenden Bericht liegt die Annahme eines langfristig stabilen Wachstums der Schweizer Wirtschaft zugrunde.

3.3.2 Klima- und Energiepolitik und ihre zukünftigen Auswirkungen

Entsprechend Art. 89 der Schweizerischen Bundesverfassung setzen sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten «für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch» ein. Das Energiegesetz konkretisiert diese Zielsetzung und definiert als Leitlinien eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Es hält darüber hinaus insbesondere fest: «Die Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft. Bund und Kantone sorgen mit geeigne-

ten staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann.»

Zu den Zielen des Energiegesetzes gehören nebst der Sicherstellung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung insbesondere die sparsame und rationelle Energienutzung und die verstärkte Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energien. Heute beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der Schweiz rund 20 %. In der Stromproduktion beträgt deren Anteil gar 57 %, der Grossteil davon (rund 96 %) aus Wasserkraftwerken. Im Bereich der Energie für Heiz- und Kühlzwecke bzw. für den Verkehr liegen die Anteile erneuerbarer Energien markant tiefer.

Per 1. Januar 2009 wurde mit einer Revision des Energiegesetzes das Ziel festgesetzt, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um weitere 5 400 GWh oder auf knapp 10 % der heutigen Stromnachfrage zu erhöhen. Dazu wurde eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt und die staatliche Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen wurde gegenüber der früheren Mehrkostenfinanzierung wesentlich erhöht. Durch die KEV wird den Produzenten eine Vergütung für ihre Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen, Kleinwasserkraftwerken, Windenergie, energetische Nutzung von Biomasse und Geothermie über 20 bis 25 Jahre garantiert.



Seit dem Jahr 2000 besteht auch im Klimabereich mit dem CO₂-Gesetz eine gesetzliche Grundlage zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls. Für den Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 soll im Vergleich zu 1990 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 10 % erreicht werden. Die Ziele werden mit unterschiedlichen Instrumenten verfolgt. Im Vordergrund stehen freiwillige Massnahmen von Wirtschaft (insbesondere Energieagentur der Wirtschaft und Klimarappen) und Privaten, die subsidiär durch eine CO₂-Abgabe ergänzt werden können, falls die freiwilligen Massnahmen zu wenig wirken. Ausserdem ermöglicht das bestehende CO₂-Gesetz, die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (zum Beispiel Emissionshandel) zu nutzen. Für die Zeit bis 2020 sieht das Ende 2011 verabschiedete totalrevidierte CO₂-Gesetz ein Reduktionsziel von 20 % im Vergleich zu 1990 vor, das ausschliesslich im Inland zu erreichen ist. Nur wenn dieses Ziel erhöht wird, wozu der Bundesrat im Rahmen von internationalen Vereinbarungen ermächtigt ist, kann eine Teilkompensation im Ausland vorgenommen werden.

Für die Stromwirtschaft von Bedeutung ist insbesondere die Regelung zur CO₂-Kompensation fossil-thermischer Kraftwerke: Im Zug der damaligen Überlegungen über die künftige Stromversorgung der Schweiz erliess das Parlament im Frühjahr 2007 auf dem Dringlichkeitsweg Bestimmungen für die Kompensation der CO₂-Emissionen allfälliger Gaskraftwerke in der Schweiz. Diese müssen auch gemäss der inzwischen geltenden gesetzlichen Regelung ihre Emissionen vollständig kompensieren, wobei ein Anteil von 70 % im Inland erfolgen muss. Das totalrevidierte CO₂-Gesetz, das 2013 in Kraft treten wird, lockert diese Pflicht insofern, als künftig 50 % der Emissionen durch ausländische Zertifikate gedeckt werden können.

Die Gesetzgebung zur Kernenergie ist in der Schweiz ausschliesslich Sache des Bundes (Art. 90 der Bundesverfassung). Er erteilt Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke, während das Bundesamt für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) die Bau- und Betriebsbewilligung erteilt. Infolge des Reaktorunfalls im japanischen Fukushima vom 11. März 2011 beschloss der Bundesrat am 25. Mai 2011, die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke so lange zu betreiben, wie sie sicher sind. Nach dem Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer sollen sie nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die dadurch wegfallenden Kapazitäten auszugleichen, arbeitet der Bundesrat eine neue Energiestrategie 2050 (bfe.admin.ch 2011) aus. Entsprechende Gesetzesentwürfe gelangen voraussichtlich im Herbst 2012 zur Vernehmlassung. Die Prioritäten wurden bereits im Frühling 2012 festgelegt und umfassen u.a. eine Senkung des Stromverbrauchs, einen Ausbau der erneuerbaren Energien inkl. Wasserkraft, den Rückgriff auf Stromimporte sowie den Ausbau der Elektrizitätsnetze.

Der Bund übt in der Schweiz die Oberaufsicht über die Nutzbarmachung der Wasserkraft aus (Art. 76 der Bundesverfassung), obwohl die Gewässerhoheit mehrheitlich bei den Kantonen liegt. 1916 wurde das Wasserrechtsgesetz er-

lassen, wonach bei einer Nutzung eine Konzession der entsprechenden Instanz einzuholen ist. Die Konzession wird für eine Dauer von höchstens 80 Jahren und gegen eine Entschädigung in Form von Gebühren, Wasserzinsen und Energielieferungen erteilt. Weiter werden mit der Konzession Restwassermengen sowie die Rechtsverhältnisse bei Konzessionsende (Heimfallbestimmungen) festgelegt. Da zahlreiche Kraftwerke in den nächsten Jahrzehnten ihr Konzessionsende erreichen werden, gewinnen all diese Bestimmungen mit der Energiestrategie 2050 neue Bedeutung.

3.3.3 Energiemarktöffnung und ihre zukünftigen Auswirkungen

Als direkte Folge der europäischen Marktöffnung wurde in der Schweiz ein Stromversorgungsgesetz (StromVG) erlassen und am 1. Januar 2008 in Kraft gesetzt. Das Gesetz bezweckt, «die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen». Es verpflichtet die Netzbetreiber, alle Endverbraucher in ihrem Netzgebiet an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen sowie Dritten diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu gewähren. Strom als leitungsgebundener Energieträger wird damit zu einer Ware, die von unabhängigen Marktteilnehmern gehandelt werden kann. Aus Schweizer Sicht bildet das StromVG damit einen ersten Schritt in Richtung Marktöffnung und eine rechtliche Grundlage für ein Stromabkommen mit der EU.

Ein Marktumfeld bietet grundsätzlich die besseren Anreize für Preise als eine ausschliessliche Regulierung und Lenkung. Dies gilt, wie es auch im Stromversorgungsgesetz angetönt wird, für zahlreiche Bereiche:

- Erneuerbare Energien, die Strom dann produzieren, wenn er knapp ist, sind wertvoller. Sie müssen daher in den Strommarkt integriert werden.
- Optimale Energieeffizienz beim Stromverbrauch wird unterstützt durch Endkundenpreise, die an den Strommarktpreisen orientiert sind und die Gestehungskosten nicht unterschreiten.
- Der Markt ist das beste Koordinationsinstrument, um Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt ins Gleichgewicht zu bringen und damit die Systemstabilität zu gewährleisten. Marktpreise haben ausserdem eine zentrale Funktion beim Ersatz und Neubau von Kraftwerken, indem sie Signale für Investitionen geben.
- Die Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft wird prinzipiell durch eine EU-kompatible, vollständige Marktöffnung gestärkt. Voraussetzung dafür sind «gleich lange Spiesse» für Schweizer EVU. Es ist deshalb zentral, dass auch in der Schweiz Marktpreise als Kalkulationsprinzip für Strompreise gelten.

Dadurch entstehen auch Wechselwirkungen zwischen der Energiemarktöffnung und den Entwicklungen in den Szenarien – konkret Szenario 3.⁴

⁴ Vgl. Abschnitt 8.3.2.1

Die bisherigen Erfahrungen mit der Marktöffnung in Europa und in der Schweiz haben gezeigt, dass es notwendig ist, die Regulierung fortlaufend zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen. Dies gilt insbesondere im Fall von Teilmärkten, beispielsweise bei einer Teilmarktöffnung, wie sie derzeit in der Schweiz gilt, oder wenn durch finanzielle Förderung erneuerbarer Energien Produktion ausserhalb des Markts abgesetzt wird. Dies führt schliesslich auch zu der Erkenntnis, dass eine Einbettung in die EU nicht automatisch sinkende Strompreise nach sich zieht.

Liberalisierung in zwei Phasen

Ausgehend vom StromVG wird der Schweizer Strommarkt in zwei Schritten geöffnet. Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 konkretisiert die Gewährung des freien Netzzugangs: Im ersten Schritt (ab 1. Januar 2009) haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh das Recht, ihren Lieferanten frei zu wählen (Art. 11). Erst in einem zweiten Schritt wird allen Konsumenten dasselbe Recht zugestanden. Der zweite Marktöffnungsschritt wird voraussichtlich ab dem Jahr 2015 umgesetzt.

Strom ist ein leitungsgebundener Energieträger. Um allen Marktteilnehmern den Zugang zum Netz zu ermöglichen, greift das StromVG in diesen Bereich regulatorisch ein. Es verlangt insbesondere eine Trennung von Netz- und Energiebereich. Auf der Ebene der Verteilnetze genügt dazu die buchhalterische Entflechtung, während auf Übertragungsnetzebene die Gründung einer eigens dafür geschaffenen Gesellschaft notwendig wurde. Eigentum und Betrieb des Übertragungsnetzes gehen bis Ende 2012 von den bisherigen Besitzern an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid über. Mit der Gründung der Swissgrid hat die Schweiz eine weitere wesentliche Voraussetzung für die Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt erfüllt.

Zudem regelt das Stromversorgungsgesetz das Netznutzungsentgelt und die anrechenbaren Netzkosten. Deren Überwachung obliegt der mit dem StromVG geschaffenen Regulierungsbehörde, der Elektrizitätskommission ElCom. Die Netztarife werden von der ElCom jährlich kontrolliert.

Regulatorische Hürden

In der Realität hat sich der Erfolg des ersten Liberalisierungsschritts als eher gering erwiesen: Nur wenige markt-berechtigte Stromkunden haben in der Vergangenheit den Lieferanten tatsächlich gewechselt. Neben dem schweizerischen Gesetzgebungs- und Ordnungsrahmen beeinflussen Höhe und Volatilität der internationalen Strompreise das Wechselverhalten der Stromkunden wesentlich.

Grundsätzlich ist es notwendig, im Zug des zweiten Liberalisierungsschritts für mehr Markt zu sorgen. So sollen beispielsweise erneuerbare Energien in den Strommarkt integriert werden, und auch der Wettbewerb zwischen den Lieferanten soll ermöglicht und gefördert werden. Dies wird sicherstellen, dass die Strompreise für den Verbraucher langfristig tragbar sind.

Die aktuelle Ausgestaltung des Strommarkts führt zu einer bedeutenden Ungleichbehandlung zwischen den marktzugangsberechtigten Kunden einerseits und den geschützten Kunden mit Grundversorgungsanspruch andererseits. Das Erfordernis, letzteren Endkunden den Strom zu Gesteuerungskosten zu liefern, macht Wettbewerb unmöglich. Für die Elektrizitätswirtschaft bedeutet der geteilte Markt einen erhöhten administrativen Aufwand und reduzierte Ergebnisse. Mit der Unsicherheit über das Eintreten des zweiten Marktöffnungsschritts, der dem fakultativen Referendum unterliegt, besteht bis auf Weiteres eine Rechtsunsicherheit, die zu sinkender Investitionsbereitschaft in der Elektrizitätswirtschaft geführt hat.

3.4 Fazit

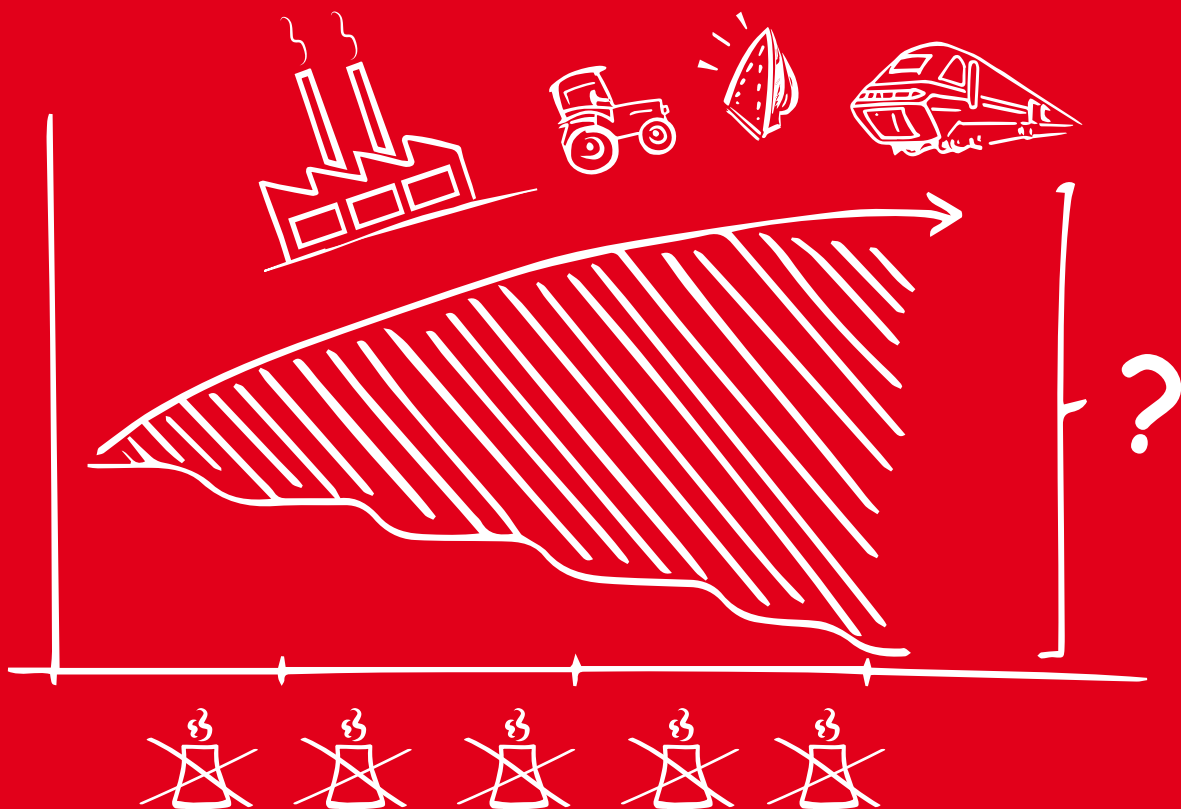
Zusammenfassend lässt sich Folgendes feststellen:

- Der weltweite Energiebedarf wird weiter steigen. Es kann zudem davon ausgegangen werden, dass die Ressourcen der für die Schweiz relevanten Primärenergien – vor allem Erdgas und Uran – bei langfristig leicht steigenden Preisen im Betrachtungszeitraum verfügbar bleiben.
- Die Weltenergiemärkte stellen wichtige Impulse und Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung der Schweizer Elektrizitätswirtschaft dar. Die weltweite Entwicklung beeinflusst Verfügbarkeiten und Preise für Primärenergien – die Schweiz ist keine Insel.
- Eine stärkere Einbettung der Schweiz in den europäischen Energiemarkt dient der Versorgungssicherheit des Landes – unabhängig davon, wie viele erneuerbare Energien oder wie viel Energieeffizienz Realität werden wird.
- Ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU bringt insgesamt gesehen mehr Vor- als Nachteile und mindert zukünftig mögliche Risiken eines Alleingangs.
- Der Markt bietet grundsätzlich die besseren Anreize für Preise als die ausschliessliche Regulierung und Lenkung.



4.

Der VSE-Bericht beschreibt grundsätzlich mögliche Zukunftsszenarien mit plausiblen und konsistenten Umfeldvariablen. Solche Szenarien stellen mögliche «Settings» des zukünftigen politischen und unternehmerischen, individuellen und kollektiven Handelns dar.



Das Umfeld in den Szenarien der VSE-Studie

4.1 Methodik der Szenarien

Der vorliegende Bericht vollzieht einen Methodenwechsel: In der Vergangenheit wurde in der Vorschau bzw. den 10-Werke-Berichten des VSE ein Nachfragekorridor prognostiziert, der das Spektrum der wahrscheinlichen Entwicklung im Bereich der Stromnachfrage umschrieb. Darauf aufbauend wurden mögliche Optionen zur Deckung dieser Nachfrage dargestellt.

Heute haben die Unsicherheiten in diversen Bereichen substanziell zugenommen. Daher entwirft der vorliegende Bericht Szenarien, aus denen er «Wenn-Dann»-Aussagen ableitet. Sie beschreiben grundsätzlich mögliche Zukunftsszenarien in Form vorstellbarer, plausibler und konsistenter Pakete von Umfeldvariablen. Solche Szenarien stellen also mögliche «Settings» des zukünftigen politischen und unternehmerischen, individuellen und kollektiven Handelns dar.

Bei der Frage, welche Umfeldparameter als Variablen in den Szenarien betrachtet werden, muss man sich auf die wesentlichen Aspekte konzentrieren, sonst werden die Betrachtungen zu komplex. Um dem heutigen gesellschaftlichen und politischen Diskurs Rechnung zu tragen, wird in dem vorliegenden Bericht die gesellschaftliche Entwicklung und die darauf basierende Energie- und Umweltpolitik als wesentliche Umfeldvariable betrachtet.

Die in der Bundesverfassung und in Kapitel 3.3.2 festgehaltenen Ziele stellen das Fundament der Energiepolitik dar. In der öffentlichen Diskussion dominieren heute die Themen Umwelt- und Klimaschutz sowie Ressourcenschonung. Entsprechend fokussiert die Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens heute auf die Regulierung und Förderung

in den Bereichen erneuerbare Energien, der CO₂-Emissionen sowie Umwelt- und Klimaschutz im Allgemeinen. Allfällige Zielkonflikte mit Aspekten der Versorgungssicherheit oder der Wirtschaftlichkeit der Versorgung geraten in den Hintergrund. Demgegenüber betrachtet die vorliegende Studie die Anforderungen zur Zielerreichung in Sachen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umwelt- und Klimaschutz im Rahmen der Szenarien.

In dieser Logik basieren die Szenarien also auf unterschiedlichen **energiepolitischen Rahmenbedingungen**, die letztlich durch entsprechende gesellschaftliche Grundeinstellungen unterlegt sein müssen. Die Kernfragen der weiteren Untersuchungen lauten dann:

- Was würde das jeweilige Szenario für den Stromverbrauch, für den Kraftwerkspark und für die Netze bedeuten?»
- Welches sind die weiteren Konsequenzen, wenn eine bestimmte Energie- und Umweltpolitik tatsächlich umgesetzt werden soll? Was muss die Politik tun respektiv die Gesellschaft letztlich gutheissen und akzeptieren, damit das Szenario realistisch wird?

Unten stehende Abbildung 4.1 illustriert das Vorgehen: Die Herleitung der Szenarien beruht auf den in eigenen und weiteren aktuellen qualitativen und quantitativen Studien erarbeiteten Ergebnissen sowie auf Expertenwissen und Erfahrungen der Branche. Die Studien sind im Anhang 11.1 aufgeführt. Im Folgenden werden die Umfeldvariablen der drei Szenarien vorgestellt.

ABBILDUNG 4.1: Methodisches Vorgehen zur Entwicklung der Szenarien



Quelle: VSE

4.2 Gemeinsame Basisdaten aller Szenarien

Die wesentliche energiepolitische Grundannahme, der alle Szenarien folgen, ist der Beschluss des Bundesrats vom 25. Mai 2011, nach dem bestehende Kernkraftwerke, solange sie sicher sind, betrieben und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. In allen Szenarien wird in den Modellberechnungen eine Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke von 50 Jahren angenommen.

Bezogen auf makroökonomische Rahmendaten der Schweiz nutzt der vorliegende Bericht das mittlere Szenario des BFS (BFS 2010).⁵ Auch bezüglich welt- und europapolitischer Entwicklung wird ein stabiles Umfeld angenommen, das ein gewisses wirtschaftliches Wachstum ermöglicht.

Parameter, die in den Szenarien ebenfalls nicht variiert werden, sind wesentliche Preis- und Kostenannahmen. Diese werden durch den Weltmarkt bestimmt und hängen also kaum von europäischen, aber noch viel weniger von Schweizer Entwicklungen ab. Die Preise für Erdöl, Erdgas⁶ und Kohle fassen in allen Szenarien auf einer fundierten Studie, die von einer gewissen Stabilität in den weltwirtschaftlichen Entwicklungen ausgeht⁷ und auf detaillierten makroökonomischen Analysen basiert. Der CO₂-Preis folgt in allen Szenarien ab 2015 den damit konsistenten Preisannahmen zum EU-Emissionshandel (European Union Emission Trading System).⁸

Die Kostenkomponenten von Angebotstechnologien und von Netzinvestitionen wurden Schweiz-spezifisch untersucht und in allen Modellrechnungen genutzt. In diesen Rechnungen wurde der Ausbau erneuerbarer Erzeugung Szenario-spezifisch vorgegeben, während der Bau und Einsatz von Gaskombikraftwerken und WKK sowie der Einsatz von Importen/Exporten im Modell nach Wirtschaftlichkeitskriterien zur Deckung der Szenario-spezifisch vorgegebenen Nachfrage

errechnet wurden. Szenario-spezifische Annahmen werden auch bei der Entwicklung der Kraftwerkparcs der Schweizer Nachbarländer getroffen.

Der vorliegende Bericht erachtet ein Szenario, das eine Fortschreibung des Status quo bedeuten würde, als unwahrscheinlich: Alle Szenarien verfolgen eine verstärkte energiepolitische Ausrichtung, wie die folgenden Ausführungen zeigen.

4.3 Umfeld in Szenario 1

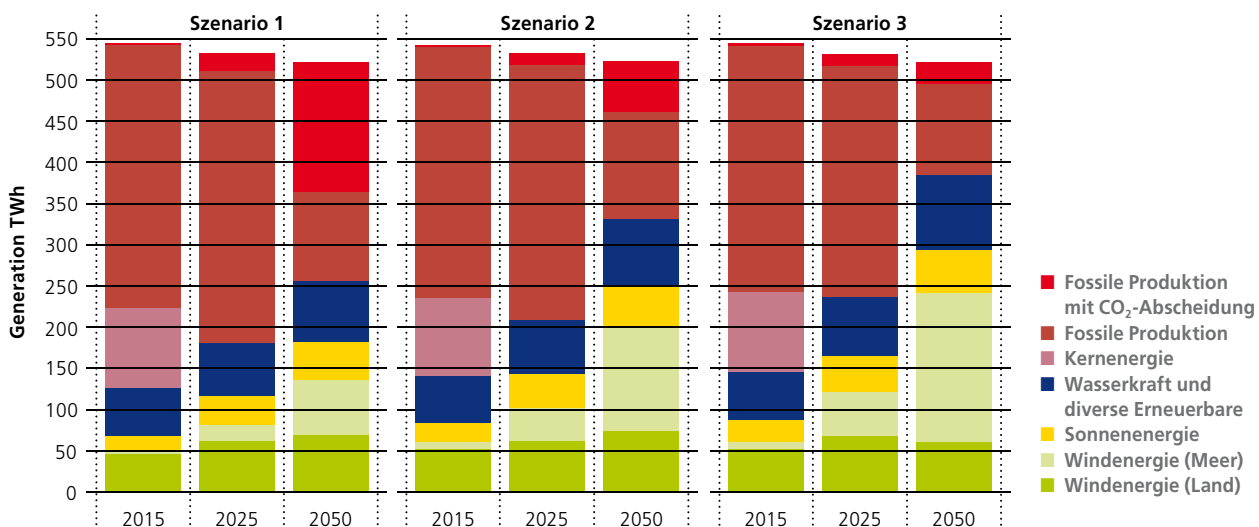
Dieses Szenario umschreibt eine gegenüber der Vergangenheit moderate Verstärkung der energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen. Basis dafür ist eine gesellschaftlich-politische Grundeinstellung, welche die Energiefrage dauerhaft als wichtiges Thema einstuft.

Im europäischen Ausland steht die Fortschreibung der von der EU bis 2020 angestrebten 20-20-20-Ziele im Zentrum.⁹ Hinzu kommt ein moderates internationales Klimaschutzabkommen, das insbesondere die Industrieländer zur Weiterführung ihrer Anstrengungen bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen verpflichtet.

Die Schweiz orientiert sich in diesem Szenario an diesem internationalen energiepolitischen Kontext. Sie nimmt dadurch insbesondere auch an den internationalen bzw. EU-weiten Handels- und Ausgleichsmechanismen bei der CO₂-Reduktion und beim Ausbau der erneuerbaren Energien teil.

Der Ausbau erneuerbarer Energien in den an die Schweiz angrenzenden Ländern Europas variiert in den drei Szenarien. Hier sei illustrativ die Entwicklung in Deutschland für alle drei Szenarien dargestellt:

ABBILDUNG 4.2: Nach Szenario differenzierte Annahmen über die jährliche Stromerzeugung in Deutschland



Quelle: Pöyry 2012

⁵Vgl. Kapitel 3.3.1, ⁶Vgl. Abbildung 3.2, ⁷Vgl. Kapitel 3.1 und Pöyry 2012, ⁸Vgl. Abbildung 3.2, ⁹Vgl. Kapitel 3.2.1

Wie die Abbildung zeigt, sinkt die Stromnachfrage in Deutschland in allen Szenarien. Der Anteil der erneuerbaren Energien in Szenario 1 steigt auf 23 % im Jahr 2015 und auf 48 % im Jahr 2050.

Bei der Entwicklung der Nachfrage in der Schweiz geht Szenario 1 davon aus, dass sich die in der Vergangenheit beobachtete Verbrauchszunahme verlangsamt. Es legt dabei die Messlatte höher als das Szenario «Weiter wie bisher» des BFE (BFE, Energiestrategie 2011) und geht damit über die energiepolitische Entwicklung, wie sie vor Fukushima erwartet werden konnte, hinaus. Dem Szenario 1 liegt damit ein gesellschaftliches und politisches Umfeld zugrunde, das insbesondere im Bereich Energieeffizienz eine gegenüber der Vergangenheit etwas ambitioniertere Politik unterstützt.

Angebotsseitig beschreitet das Szenario 1 den gemäss geltendem Energiegesetz vorgesehenen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und schreibt diese Entwicklung bis 2050 leicht verstärkt fort. Darüber hinaus wird – wie oben erwähnt – die Kernenergie nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt. Im Übrigen wird eine mehr oder weniger lineare Fortschreibung der bestehenden Ziele des Energiegesetzes und des CO₂-Gesetzes vorausgesetzt. Die Ausgestaltung des übrigen Kraftwerksparks hängt wesentlich von der gesellschaftlichen Akzeptanz ab und von politischen Entscheidungen für oder gegen gewisse Technologien, die sich allenfalls daraus ergeben. Es wird davon ausgegangen, dass für Gaskombikraftwerke zwar weiterhin eine vollständige Kompensation der CO₂-Emissionen verlangt, aus Gründen der Wirtschaftlichkeit jedoch eine vollständige Einbindung in den europäischen Emissionshandel ermöglicht wird.

Innerhalb dieses Szenarios wird in Kapitel 8 eine Sensitivitätsrechnung vorgestellt, die die Importe auf eine maximale Menge begrenzt, um ein Mindestmass an inländischer Energieerzeugung zu erhalten

4.4 Umfeld in Szenario 2

Das Szenario 2 postuliert einen bedeutenden Wertewandel in der Gesellschaft. Die öffentliche Meinung und die politische Stimmung unterstützen dauernd und aktiv den Weg hin zu mehr Energieeffizienz und mehr erneuerbaren Energien. Dieser Meinungsumschwung ermöglicht entsprechende politische Massnahmen mit sehr ambitionierten Zielen und auch für den Einzelnen deutlich spürbaren Eingriffen. Die Ziele des Energiegesetzes und des CO₂-Gesetzes werden höher gesetzt. Die damit verbundenen notwendigen staatlichen Eingriffe führen zu einer starken Regulierung der Energiewirtschaft und zu einer bedeutenden Verschärfung energiepolitischer Vorschriften auf der Ebene von Bund und Kantonen.

Auch in diesem Szenario bilden die Ziele und Strategien der EU einen wichtigen Orientierungsrahmen. Dazu gehören auch ambitionierte Ziele für die Reduktion des Treibhausgasausstosses im Rahmen eines globalen Klimaabkommens. Für die Nachbarländer der Schweiz werden

spezifische Kraftwerksparks modelliert, bei denen der Anteil erneuerbarer Energien über die in Szenario 1 angenommenen Anlagenparks hinausgeht. Der Anteil der erneuerbaren Energien in Szenario 2 wächst beispielsweise in Deutschland auf 25 % im Jahr 2015 und auf 62 % im Jahr 2050 an (vgl. Abbildung 4.2).

Die rigorose Umsetzung dieser Ziele richtet nachfrageseitig den Blick auf nationale Strategien im Hinblick auf eine deutliche Steigerung der Energie- und Stromeffizienz. Angebotsseitig wird auf nationaler Ebene ein bedeutender Ausbau der erneuerbaren Energien angenommen. Dies führt dazu, dass die bei deutlicher Förderung erschliessbaren Potenziale langfristig, also bis 2050, weitgehend ausgeschöpft werden.

4.5 Umfeld in Szenario 3

Das dritte Szenario geht von einem fundamentalen Wertewandel in der Gesellschaft mit einer verzichtsorientierten Grundeinstellung aus. Bis 2050 soll die Stromversorgung im Jahresdurchschnitt zu 100 % auf erneuerbare Energien umgestellt sein. Das bedeutet eine auf die Jahresbilanz bezogene Versorgung aus inländischen erneuerbaren Energien sowie eine Beschränkung auf Importe aus erneuerbaren Energien.

Zu den Rahmenbedingungen dieses Szenarios gehört auch eine wesentliche Verstärkung der Energiepolitik der EU, unter anderem indem die Anteile erneuerbarer Energien bis 2050 nochmals forciert gesteigert werden. Dies resultiert in einem Erzeugungsmix in den Nachbarländern mit einem noch höheren Anteil erneuerbarer Energien als in Szenario 2. Der Anteil der erneuerbaren Energien in Szenario 3 steigt beispielsweise in Deutschland auf 26 % im Jahr 2015 und auf 72 % im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 4.2).

Eine auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung macht rigorose Anstrengungen auf der Nachfrageseite nötig, um das Verbrauchsvolumen möglichst zu begrenzen oder zu reduzieren. Entsprechend dienen die langfristigen Visionen der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft und der 2000-Watt-Gesellschaft als Leitbilder. Neben einer drastischen Steigerung der Energie- und Stromeffizienz braucht es auf der Nachfrageseite auch Massnahmen zum Energiesparen und eine bewusste Veränderung des Lebensstils in Richtung Beschränkung (Suffizienz s. Kapitel 5.2.5).

Welches Potenzial angebotsseitig an erneuerbaren Energien unter den gesellschaftlich-politischen Bedingungen dieses Szenarios in der Schweiz genau als erschliessbar erachtet wird, wird in Kapitel 6 gezeigt. Der noch weitergehende Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt eine umfassende Förderung und eine drastische Änderung der Rahmenbedingungen, damit die Potenziale bis 2050 ausgeschöpft werden können.

5.

Der Zusammenhang zwischen Bevölkerungsentwicklung und Stromverbrauch ist empirisch vielfach nachgewiesen und liegt auf der Hand: Mehr Menschen brauchen mehr Strom. Auch zwischen Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch lässt sich dieser Zusammenhang aufzeigen.



Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050

5.1 Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage

Zu den wesentlichen Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage gehören das Bevölkerungs- und das Wirtschaftswachstum. Darüber hinaus spielen der Klimawandel (durch höheren Kühlbedarf und geringeren Wärmebedarf), die Wechselwirkung zwischen Gesamtenergieeffizienz und Strom (Substitution fossiler Energieträger durch Stromanwendungen) sowie das Verbraucherverhalten und die Stromeffizienz eine Rolle. Die Vergangenheit zeigt eindrücklich den direkten Zusammenhang zwischen Stromverbrauch und Bevölkerungsentwicklung, wie Abbildung 5.1 darstellt.

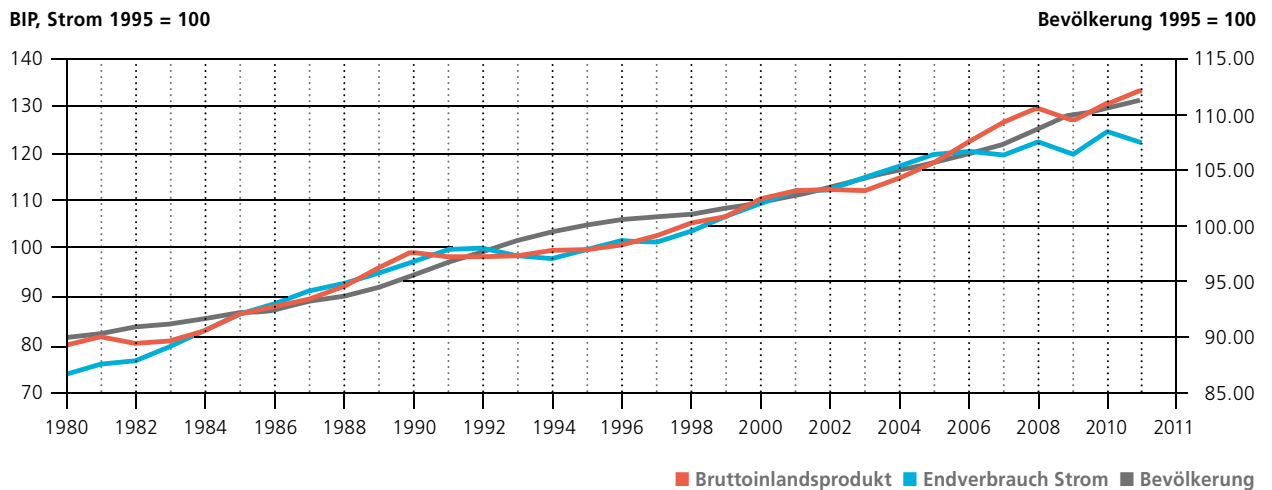
Die Abhängigkeit von Bevölkerungsentwicklung und Stromverbrauch ist empirisch vielfach nachgewiesen und liegt auf der Hand: Mehr Menschen brauchen mehr Strom.

Auch der Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch ist in der ökonomischen Theorie nachgewiesen und lässt sich intuitiv nachvollziehen. Läuft die Wirtschaft auf Hochtouren, wird mehr produziert, die Maschinen sind länger in Betrieb und besser ausgelastet und benötigen somit mehr Strom. Wirtschaftswachstum führt allerdings auch zu einem rascheren Ersatz des Produktionsparks mit meist insgesamt effizienteren Maschinen, was die

spezifische Energienachfrage (kWh/Stück) reduziert. Durch eine gleichzeitige Mengenausweitung kann dann aber wiederum eine Nachfragerhöhung entstehen. Künftig ist allerdings davon auszugehen, dass der Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch in der Schweiz an Ausprägung verliert, da der Anteil der energieintensiven Unternehmungen zugunsten des tertiären Sektors eher zurückgehen wird. Dies schliesst natürlich nicht aus, dass die Schweiz auch weiterhin eine produzierende Industrie haben wird, sofern diese hochautomatisiert und innovativ ist – die Versorgungssicherheit wird hierfür immer wichtiger. Bereits in der jüngeren Vergangenheit ist die Stromnachfrage weniger stark angestiegen als das Wirtschaftswachstum, wie Abbildung 5.1 zeigt. Wahrscheinlich lässt sich diese Entwicklung unter anderem auf Stromeffizienzerfolge in den letzten Jahren zurückführen, womit möglicherweise wichtige Effizienzpotenziale bereits ausgeschöpft sein könnten.

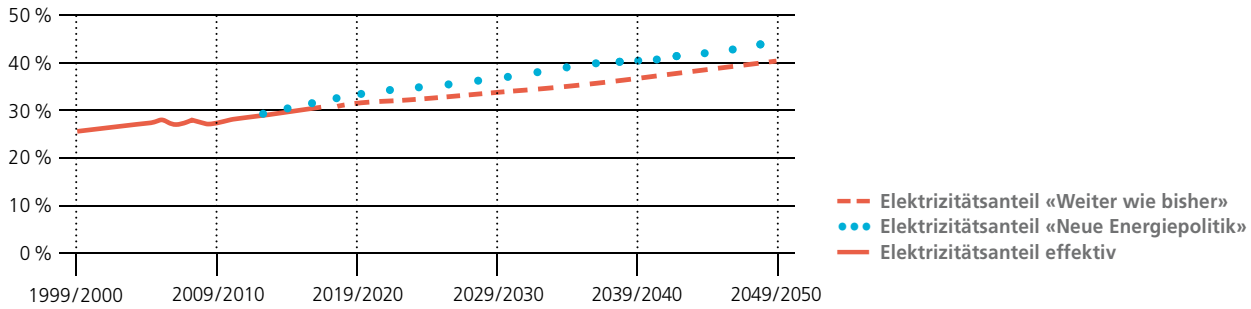
Das Wirtschaftswachstum führt zu einem positiven Einwanderungssaldo und damit zu einer tendenziell steigenden Wohnbevölkerung sowie zu höheren Einkommen. Die Haushaltsgrösse nimmt ab, die Bevölkerung lebt in grösseren Wohnungen und besitzt mehr – meist mit Strom betriebene – Geräte.

ABBILDUNG 5.1: Entwicklung von Stromverbrauch, Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt



Quellen: Bundesamt für Statistik, Bundesamt für Energie

ABBILDUNG 5.2: Anteil Stromverbrauch am Gesamtenergieverbrauch in % in den BFE-Szenarien



Quelle: Bundesamt für Energie (Hrsg.): Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates. Frühjahr 2011. Zusammenfassung. Bern, 2011

Darüber hinaus beeinflusst die Nachfrage nach Gesamtenergie die Stromnachfrage stark. Strom ermöglicht es, energieeffizient zu sein – sei es in Wärmeanwendungen durch Substitution fossiler Energien, sei es durch Steuer- und Regelungstechniken für gut gedämmte Gebäude mit geringem Wärmebedarf, in der Mobilität oder als «Backbone» unserer heutigen, IT-basierten Gesellschaft. Strom ermöglicht also Gesamtenergieeffizienz. Entsprechend gehen alle Prognosen und Szenarien von einem steigenden Marktanteil von Strom am Gesamtenergieverbrauch aus. Dies verdeutlicht oben stehende Abbildung 5.2.

Welchen Einfluss Effizienzsteigerungen, Energiesparen und Suffizienz sowie die Substitution von fossiler Energieanwendung durch Strom auf den Stromverbrauch haben, ist Gegenstand der Studien und Untersuchungen, die in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden.

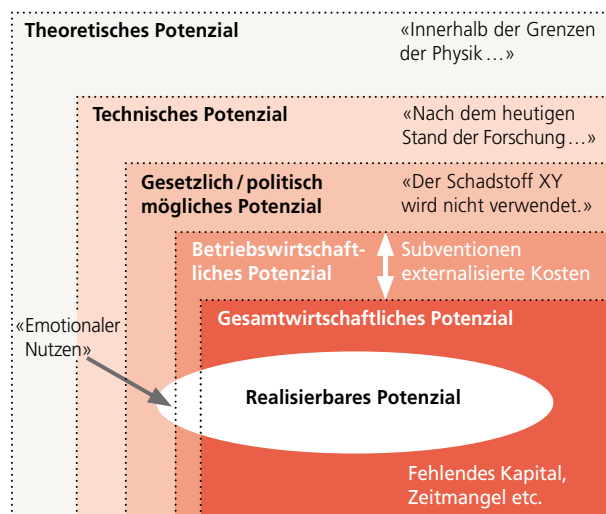
5.2 Potenziale der Energieeffizienzsteigerung

5.2.1 Potenzialbegriffe

Definitionsgemäss bezieht sich Energieeffizienz (sei es Gesamtenergie, sei es Strom) auf das Verhältnis zwischen erzielttem Nutzen und eingesetzter Energie. Gemessen wird dabei die prozentuale Steigerung der Energieeinsparung oder auch die absolute erreichte Energieeinsparung. Energiesparen durch Verhaltensänderung gehört demnach nicht zur Effizienzsteigerung, sondern wird in Kapitel 5.2.5 unter dem Titel Suffizienz gesondert betrachtet.

In der in diesem Zusammenhang bestehenden Diskussion über Potenziale der Effizienzsteigerung müssen verschiedene Ebenen unterschieden werden.¹⁰ Unten stehende Abbildung macht dies deutlich:

ABBILDUNG 5.3: Definition der Energieeffizienzpotenziale



Quelle: VSE

¹⁰ Die folgenden Ausführungen zur Differenzierung der Potenzialbegriffe werden auch für die in Kapitel 6.2 bzw. 6.6 ermittelten Potenziale von Stromerzeugungstechnologien angewendet.

Das theoretische Potenzial dient als Grundgerüst. Das technische Potenzial kann im Zeitverlauf durch technologische Entwicklungen ausgeweitet werden. Es wird eingeschränkt, wenn bei seiner vollständigen Nutzung andere gesellschaftliche Werte (Gesundheitsschutz, Landschaftsschutz etc.) gefährdet sind. Das gesamtwirtschaftliche Potenzial lässt sich zwar durch direkte und indirekte Förderung, aber auch durch das Tolerieren von externen Kosten vergrössern, dies ist aber kaum nachhaltig. Es werden durchaus auch Potenziale realisiert, die zwar nicht wirtschaftlich sind, aber aus Sicht eines Einzelnen oder einer gesellschaftlichen Gruppe einen Nutzen bieten. Entscheidend ist letztlich, dass das gesamtwirtschaftliche Potenzial möglichst vollständig realisiert wird.

Der Ausschöpfung des gesamtwirtschaftlichen Potenzials steht eine Reihe von unterschiedlichen und mehrschichtigen Hemmnissen gegenüber. Sie haben zur Folge, dass das realisierbare Potenzial geringer ist als das wirtschaftliche. Einen hemmenden Einfluss kann es haben, wenn

- das Know-how über den Stand der Technik und der Angebote fehlt, was zu Transaktionskosten für die Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen führt;
- die Interessen resp. Informationen der Marktakteure asymmetrisch sind; beispielsweise wenn Entscheide über Effizienzinvestitionen in Mietliegenschaften durch ihre schwierige Anrechenbarkeit am Mietzins beeinflusst werden;
- finanzielle Restriktionen vorliegen (fehlendes Kapital);
- Unsicherheiten bezüglich der Energiepreisentwicklungen bestehen;
- die Energiepreise relativ niedrig sind, weil sie von Standort-, Wirtschafts- oder Sozialpolitik beeinflusst werden, was wiederum auf die Preispolitik von EVU im öffentlichen Eigentum in einem gesetzlichen Rahmen ohne Marktöffnung zurückzuführen ist;
- die Energieeinsparinvestitionen aufgrund schlechterer Rentabilität in Konkurrenz stehen zu anderen Anschaffungen des Unternehmens, die wichtiger sind für das Kerngeschäft.

Ist ein Unternehmen oder ein privater Verbraucher für das Thema Energieeffizienz sensibilisiert, muss zuerst Transparenz im Strom- bzw. Energieverbrauch geschaffen werden. Bei komplexen Fragestellungen ist der Beizug von Spezialisten hilfreich.

Im Folgenden wird untersucht:

- inwiefern Stromeffizienz, Komfort und Mengenwachstum auf den Stromverbrauch im Privatbereich einwirken (Kapitel 5.2.2);
- wie die Situation in Gewerbe, Dienstleistung und Industrie ist und wie sich EVU engagieren (Kapitel 5.2.3);
- wie der Stromverbrauch im Wärmemarkt – durch Substitution fossiler Energien bzw. durch geringeren Wärmeverbrauch – wachsen bzw. sinken kann (Kapitel 5.2.4);
- inwiefern Suffizienz stromverbrauchssenkende Effekte haben kann (Kapitel 5.2.5).

5.2.2 Stromeffizienz in privaten Haushalten

Zu Effizienz und Elektrifizierung privater Haushalte gibt eine von VSE in Auftrag gegebene Studie Auskunft (vgl. Kasten).

VSE-Studie

«Effizienz und Elektrifizierung Haushalte»

Mit einer repräsentativen Befragung von 1 200 Haushaltskunden von 5 Versorgungsunternehmen in der Deutsch- und der Westschweiz im Herbst 2011 beleuchtete das Beratungs- und Planungsunternehmen Ernst Basler + Partner im Auftrag des VSE grundlegende Fragen zum Stromverbrauch der Haushalte. Konkret behandelt die Studie die nachfolgenden Fragestellungen und vergleicht die Ergebnisse mit der letzten ähnlichen Umfrage des VSE von 2005 und einer Ravel-Studie¹¹ von 1991:

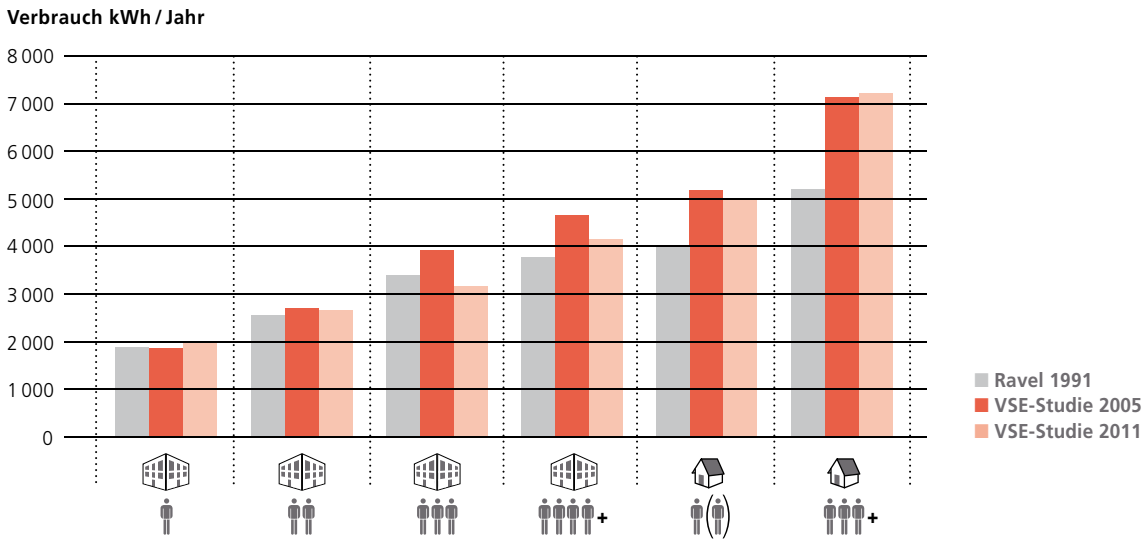
- Gerätedurchdringung: Geräteausstattung, Höhe und Aufteilung des Stromverbrauchs
- Analyse des Mehrverbrauchs
- Beitrag von Stromeffizienz- und von Gesamtenergieeffizienz-Massnahmen zur Veränderung des Stromverbrauchs von Haushalten unterschiedlicher Grösse
- Wahrscheinliche Effekte auf die Nachfrageentwicklung bei den Haushalten
- Effizienz und Effektivität von Massnahmen zur Beeinflussung des Stromverbrauchs.

Die wesentlichen Ergebnisse werden hier vorgestellt, weitere Resultate sind in der Studie nachzulesen (Ernst Basler + Partner AG 2012).

Der Stromverbrauch der Haushalte in der Schweiz stieg in den letzten Jahren weiterhin an, bei einer Division durch die Anzahl Haushalte ergibt sich aber eine Stagnation oder sogar eine leichte Abnahme, da die Anzahl der Haushalte gewachsen ist. Demzufolge zeichnet sich eine Trendwende ab: Pro Haushalt wird im Durchschnitt etwas weniger Strom konsumiert. Dabei ist sicher zu berücksichtigen, dass die Haushalte tendenziell kleiner geworden sind. Möglicherweise ist aber Energieeffizienz in gewissem Ausmass auch bereits in den privaten Haushalten angekommen. Der Mehrverbrauch der Haushalte insgesamt ist demzufolge vor allem durch die immer grössere Anzahl von Haushalten zu begründen.

¹¹ Ravel: Rationelle Verwendung von Elektrizität, Impulsprogramm

ABBILDUNG 5.4: Jahresstrombezug 2011 im Vergleich zu 2005 und 1991



Quelle: Ernst Basler + Partner AG, Effizienz und Elektrifizierung Haushalte 2012

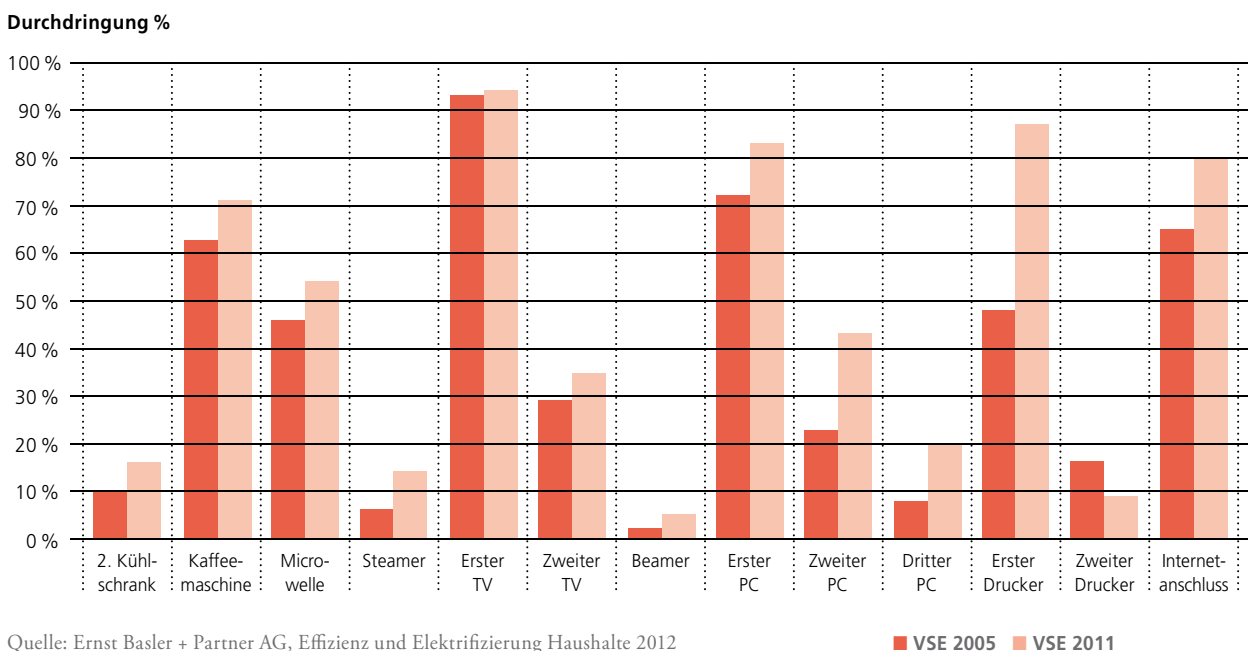
96% der Haushalte in der Studie bekunden immerhin Interesse am Stromsparen und 76% interessieren sich für den Stromverbrauch ihrer Haushaltsgeräte. Dies mag ein Zeichen dafür sein, dass bewusster und effizienter konsumiert und auch gespart wird. Entsprechend wird in der Folge von einer Szenario-spezifischen Erschliessung der technischen Energieeffizienzpotenziale auch im Bereich privater Haushalte ausgegangen.

Zu den weiteren Ergebnissen der Untersuchung gehört, dass im Jahr 2011 gegenüber 1991 und 2005 nur geringfügig mehr Geräte wie Kühlschränke und Gefriergeräte in

den Haushalten vorhanden sind. Die Durchdringung mit Geschirrspülern hat dagegen seit 1991 stark zugenommen und ist seit 2005 nochmals stark angestiegen. Umgekehrt werden immer weniger tragbare direktelektrische Einzelraumheizungen («Öfeli») eingesetzt.

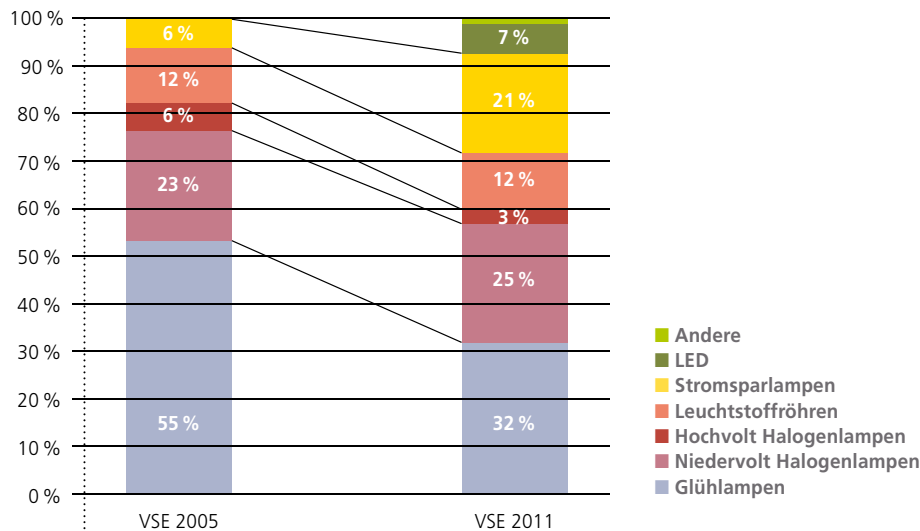
In den Bereichen Unterhaltung und Informatik und weiteren neuen Anwendungen steigt die Durchdringung kontinuierlich. Der Anteil Haushalte mit mindestens einem PC und Drucker ist beispielsweise auf über 80% gestiegen. Dies macht Abbildung 5.5 deutlich.

ABBILDUNG 5.5: Durchdringung bei verschiedenen Haushaltsgeräten



Quelle: Ernst Basler + Partner AG, Effizienz und Elektrifizierung Haushalte 2012

ABBILDUNG 5.6: Prozentualer Anteil der Leuchtmittel



Quelle: Ernst Basler + Partner AG, Effizienz und Elektrifizierung Haushalte, 2012

Ein weiterer Anwendungsbereich, der durch hohe Dynamik gekennzeichnet ist, ist die Beleuchtung: Alternative Leuchtmittel, die effizienter sind als Glühlampen, sind verfügbar und günstiger geworden. Dies und das Glühlampenverbot haben zwischen den Umfragen zu einer auffälligen Verschiebung der verwendeten Leuchtmittel geführt.

Diese Entwicklung wird sich in den nächsten Jahren fortsetzen. Glühlampen werden aus dem Leuchtmittelmarkt verschwinden. Anwendungen mit LED-Technologie nehmen an Vielfalt und Lichtqualität zu und werden gleichzeitig erschwinglicher. Dies wird die Verbreitung beschleunigen. Effizientere Leuchtmittel können aber auch dazu verleiten, mehr Licht zu installieren und dieses auch öfters unnötig brennen zu lassen. Dies ist auch empirisch belegt.

In der VSE-Umfrage (Ernst Basler + Partner AG 2012) gaben immerhin 95 % der Teilnehmer an, das Licht immer oder meistens zu löschen. Ob das dem tatsächlichen Verhalten entspricht, ist eher fraglich, und wie sich die Verhaltensmuster in Zukunft entwickeln werden, ist schwer prognostizierbar.

Auch die Entwicklung der Elektromobilität wird die Nachfrage nach Strom beeinflussen. Einerseits wird der Anteil der Elektromobilität am öffentlichen wie am privaten Verkehr deutlich zunehmen. Andererseits wird die Stromeffizienz gerade in diesem Sektor stark ansteigen, beispielsweise im Bereich von Antrieben und Speichern, während die Autos selbst leichter werden. Insgesamt dürfte der Mehrverbrauch zu einem deutlich steigenden Stromverbrauch führen. Dies erhöht den Marktanteil von Strom am Gesamtenergieverbrauch, bewirkt aber keinen hohen Anteil des Stromverbrauchs für Mobilität am Gesamtstromverbrauch.

Als Quintessenz lässt sich festhalten, dass die Anzahl stromverbrauchender Geräte über lange Jahre stark ansteigt. Gleichzeitig steigt die Energieeffizienz dieser Geräte. Erste Indikatoren deuten darauf hin, dass der Verbrauch pro Haushalt

voraussichtlich nicht mehr wachsen wird. Gleichzeitig steigt aber die Anzahl der Haushalte wegen der Bevölkerungszunahme, aber auch weil die Anzahl Personen pro Haushalt sinkt, weiter an. Dies erhöht die Nachfrage nach Strom.

5.2.3 Stromeffizienz in Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie

Zur Energieeffizienz in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen zeigen die im Rahmen einer Studie zusammengetragenen Abschätzungen von Stromsparpotenzialen, dass durchaus beträchtliche Optimierungsmöglichkeiten bestehen, die aber unter anderem wegen der in Kapitel 5.2.1 genannten Hemmnisse nicht immer ausgeschöpft werden.

VSE-Studie: «Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen»

Die vom Beratungsunternehmen Ernst Basler + Partner AG durchgeführte Studie zeigt auf, welchen Beitrag Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen in Zukunft zur Nachfrageflexibilisierung und Effizienzsteigerung leisten können. Es wurde eine Top-down-Analyse auf Basis der Auswertung von Studien durchgeführt. Die Erkenntnisse wurden durch Expertenmeinungen in Industrie, Beratung und bei Energieversorgern plausibilisiert.

Die wesentlichen Ergebnisse werden hier vorgestellt, weitere Resultate sind in der Studie nachzulesen: Ernst Basler + Partner AG: Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen, VSE (Hrsg.), 2011.

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind in Tabelle 5.1 auf der folgenden Seite zusammengestellt.

TABELLE 5.1: Stromsparpotenziale im Industrie- und Dienstleistungssektor

Institution	INDUSTRIE						DIENSTLEISTUNGEN					
	2020		2035		2050		2020		2035		2050	
	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent
Prognos 2011 (eher technisch)	1.7	7 %	6.1	25 %	7.8	31 %	2.8	13 %	7	28 %	12.27	42 %
Econcept / Infrac 2009 (eher technisch)					4.4						7.3	
TEP / ETS 2009 (eher wirtschaftlich)			1.67	8 %	3.33	16 %			3.33	14 %	4.72	19 %
S.A.FE 2011 (technisch)			7.8	30 %								
Energie Schweiz o. J. (wirtschaftlich)		10 bis 15 %						10 bis 15 %				
Einschätzung Experten (technisch)	1	5 bis 20 %			-			20 %				

Quelle: Ernst Basler + Partner AG: Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen, Studie im Auftrag des VSE, 2011

Im Rahmen dieser Studie befragte Branchenexperten betonen, dass in der Industrie bei mechanischen Prozessen das technische Potenzial zur Strom einsparung hoch sei und bis gegen 30 % betragen könnte. Dabei ist zu beachten, dass energierelevante prozesstechnische Erneuerungen in Zyklen von 15 bis 20 Jahren erfolgen und hier nicht definiert wurde, ob es sich um technisches oder realisierbares Potenzial handelt. Die Experten vermuten zudem grosse Effizienzpotenziale bei der Kühlung im Detailhandel. Ein grosses Effizienzpotenzial wird ausserdem bei der Haustechnik und Beleuchtung, aber auch bei den Rechenzentren und deren Kühlung geortet. Die Interessensgemeinschaft Energieintensive Branchen ihrerseits weist im Rahmen der Studie darauf hin, dass die Potenziale in den von ihr vertretenen Branchen sehr tief seien, und beziffert das Einsparpotenzial auf etwa 2 bis 3 % bis 2020. Der Grund dafür liege in bereits realisierten Einsparungen.

Die Arbeitsgruppe Stromeffizienz des BFE (BFE, Arbeitsgruppe 2011) stellt in ihren Schlussfolgerungen und Empfehlungen fest, dass das technische Stromsparpotenzial in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen rund 12 TWh umfasse. Etwa die Hälfte davon sei als wirtschaftlich zu bezeichnen.

Die Energieagentur der Wirtschaft (EnAW) hat mit der Auswertung ihrer Erfahrungen zur Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft im Jahr 2012 Szenarien zum zukünftigen Verlauf der Wirkung von Effizienzmassnahmen erarbeitet. Sie hält in ihrem Langfristszenario fest, dass sich die wirtschaftlichen Effizienzgewinne bei einem bezüglich Produktart und Produktmenge unveränderten Ausstoss indikativ auf einen Zuwachs von 7 TWh summieren können. Davon entfallen gemäss der Studie 40 % auf Industrie und Landwirtschaft und 60 % auf Unternehmen im Dienstleistungssektor.

Zusammenfassend bleibt festzustellen, dass in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen die Quantifizierung von Energieeffizienzpotenzialen schwerfällt. Einige Indikatoren weisen darauf hin, dass gerade in der Schweiz viele der gut und rentabel erschliessbaren Potenziale bereits ausgeschöpft sind.

VSE-Studie «Energieeffizienz in EVU»: Aufbau und Ergebnisse

Das Marktforschungsinstitut Z-Analyse hat im Jahr 2012 im Auftrag des VSE eine Primärerhebung zum Thema «Energieeffizienz in EVU» durchgeführt. Diese hatte zum Ziel, vertiefte Erkenntnisse zu spezifischen Bereichen der Energieeffizienz, Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung bei EVU zu gewinnen. Der Fokus lag dabei auf der unternehmerischen Ausrichtung, auf konkreten Massnahmen, Instrumenten und Angeboten von EVU. Die Studie umfasste eine Online-Umfrage im Januar 2012 bei fast 300 Unternehmen, ergänzt durch qualitative Marktforschung in Gruppendiskussionen.

Die Ergebnisse

Eine wichtige Erkenntnis besteht darin, dass die Branche Energieeffizienz als Gesamtenergie- und nicht nur als Stromeffizienz-Thema ansieht. Bei 90% der EVU beschäftigt sich die Geschäftsleitung regelmässig mit Energieeffizienz. In jedem vierten Unternehmen gibt es zudem auf der Geschäftsleitungsebene einen Beauftragten zum Thema. Denn schliesslich dient Energieeffizienz aus Sicht der Befragten der Positionierung im Markt und der Kundenbindung. Demgegenüber lässt sich Energieeffizienz nur schwer zum Geschäftsfeld ausbauen, mit dem Geld verdient werden kann.

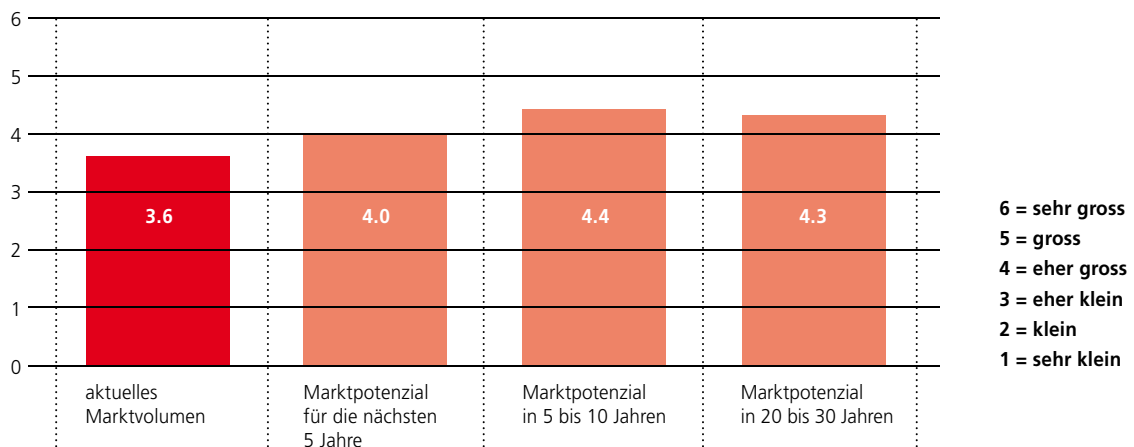
Als Anreiz zur Effizienzsteigerung bieten EVU direkte Förderbeiträge an oder führen Promotionen mit besonders energieeffizienten Geräten durch. Auch besondere Tarife werden hierzu

angeboten. Mit eigenen Ressourcen, Tochterunternehmen oder Partnern erbringen EVU heute Energiedienstleistungen mit Untersuchungen, Analysen, Energiedatenmanagement, Energie- und Anlagenmonitoring sowie Anlagencontracting. Den Stellenwert, den die EVU dem Thema Energieeffizienz beimessen, macht Abbildung 5.7 deutlich.

Das heutige Marktvolumen für Energieeffizienzdienstleistungen beurteilen die EVU als eher bescheiden. Die Umfrage-Teilnehmer gehen jedoch davon aus, dass die Nachfrage nach Energieeffizienzangeboten und -dienstleistungen künftig zunimmt. Treiber sind erwartete Energiepreiserhöhungen bei allen Energieträgern und – zum Beispiel vor dem Hintergrund einer vermehrt dezentralen Produktion – die Entwicklung weg vom reinen Energieversorger hin zum Energiedienstleister.

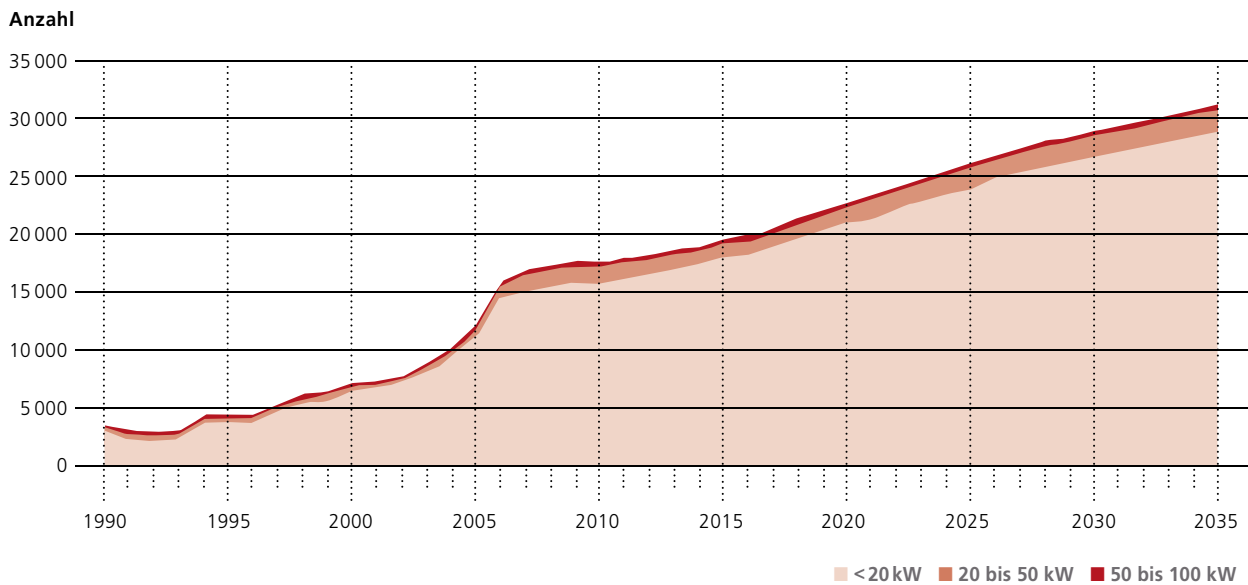
Der Einfluss von Energieeffizienz auf den Wandel der Schweizer Energielandschaft wird als moderat eingestuft, birgt jedoch aus Sicht der Befragten Chancen auch für die EVU. Die grössten Risiken sieht man in der Gefahr einer Überreglementierung.

ABBILDUNG 5.7: Marktvolumen und Marktpotenzial der Energieeffizienz



Quelle: Z-Analyse: Energieeffizienz in Energieversorgungsunternehmen, VSE (Hrsg.), Hergiswil, 2012

ABBILDUNG 5.8: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes von 1990 bis 2035



Quelle: Basics AG 2008

5.2.4 Elektrizität im Wärmemarkt

Mit einem Anteil von gut 40 % ist die Komfortwärme heute der bedeutendste Verwendungszweck von Energie. Rund 36 % der Energie werden fürs Heizen und 6 % für die Wassererwärmung benötigt. Bei der Elektrizität werden rund 14 % für die Komfortwärme verwendet.

Technologische Fortschritte bei Gebäudehüllen und Heizsystemen haben in den letzten Jahrzehnten den Energieverbrauch von Neubauten kontinuierlich gesenkt. Brauchte ein Neubau im Jahr 1975 über 20 Liter pro Quadratmeter Heizöl-Äquivalent, liegt dieser Wert beim Minergie-Haus 2009 unter 4 Litern. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren und Jahrzehnten fortsetzen.

Drei Viertel der bestehenden Gebäude werden heute mit fossilen Energieträgern beheizt. Die strombasierten Technologien – Wärmepumpen und Elektroheizungen – haben Anteile von 9 % respektive 6 % an der beheizten Fläche (Prognos, Infrac, TEP 2010). Die Wärmepumpe ist eine der effizientesten Lösungen, um Raumwärme zu erzeugen. Bis zu drei Viertel der Energie bezieht sie aus der Umwelt (Erde, Wasser, Luft), ein Viertel muss in Form von Strom zugeführt werden.¹² So hat die Wärmepumpe ihren Marktanteil im Neubereich in den letzten Jahren sukzessive steigern können.

Der Energie Trialog Schweiz 2009 geht davon aus, dass die Nutzung von Umweltwärme von heute 4 bis 5 TWh im Jahr 2035 auf 6 bis 7 TWh und im Jahr 2050 auf 11 bis 12 TWh gesteigert werden kann. Eine Prognose für die Entwicklung der Wärmepumpen bis 2035 zeigt oben stehende Abbildung 5.8.

Effizienzsteigerungen in der Wärmepumpentechnologie und der sinkende Wärmebedarf infolge thermischer Gebäudesanierungen wird jedoch die Stromnachfrage nicht im gleichen Umfang wie die Anzahl installierter Wärmepumpen ansteigen lassen. Diese Prozesse sind langfristig angelegt, da Gebäudesanierungen mit einer Renovationsquote von rund 1 % pro Jahr durchgeführt werden. Bedingt durch die kürzere Lebensdauer liegt der jährliche Sanierungsgrad von Heizungsanlagen mit 3 bis 4 % etwas höher (BWO 2003) – das Potenzial auch für Wechsel der Heizsysteme ist also grösser.

Als Quintessenz aus diesen Überlegungen ergibt sich, dass Energie so effizient wie möglich eingesetzt werden muss – das über Strom- oder Gas-Wärmepumpen gelingt. Im Neubau-, aber auch im Sanierungsmarkt gibt es grosse Potenziale. Durch den Einsatz von Wärmepumpen kann zudem nicht nur die Energieeffizienz gesteigert, sondern auch der CO₂-Ausstoss substantiell gesenkt werden.

¹² Vgl. Kapitel 6.2.9, Kasten „Gekoppelte Bereitstellung von Wärme und Strom aus fossilen Brennstoffen“

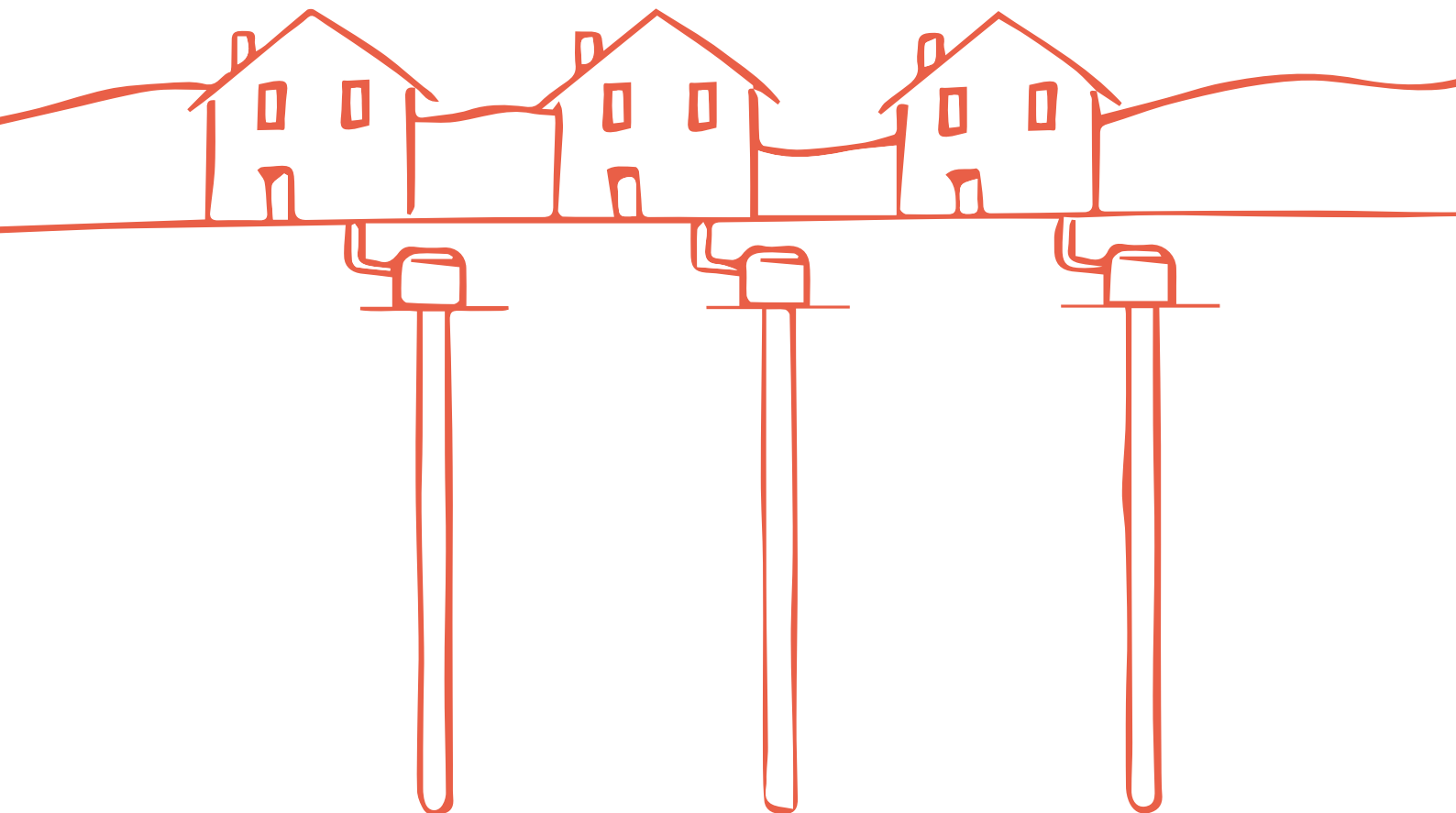
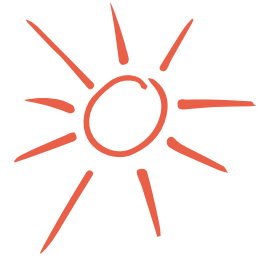
5.2.5 Suffizienz

Der Begriff «Suffizienz» bedeutet so viel wie «ausreichen» oder «genügen». Das Wuppertal Institut definiert Suffizienz demnach auch als die «Frage nach dem rechten Mass» (Schneidewind und Palzkill 2012). Es geht demnach um Mässigung und Genügsamkeit im Lebensstil, was sich auch direkt auf den Energieverbrauch auswirkt. Die Kombination von zurückhaltendem Lebensstil mit wenigen und effizienten Geräten kann die Energie- und Stromnachfrage sehr deutlich senken.

Der Aspekt der Freiwilligkeit steht dabei im Vordergrund. Dies wirft letztlich die Frage auf, wie Menschen zum freiwilligen Masshalten motiviert werden können (Linz 2002). «Wie viel ist genug?», lautet die Kernfrage der Suffizienz. Sie spricht damit ethische und moralische Vorstellungen des Einzelnen und der Gesellschaft an. Dies setzt einen Wertewandel voraus.

In welchem Ausmass ein wachsendes Umwelt- und Energiebewusstsein einhergeht mit einem suffizienten Konsumverhalten oder einer wachsenden Akzeptanz energie- und umweltpolitischer Massnahmen, die das Ziel haben, den Energieverbrauch zu reduzieren, bleibt fraglich. Der relativ geringe Anteil der Ausgaben für Strom am Haushaltsbudget und die geringe Preiselastizität der Nachfrage nach Energie führen dazu, dass Verhaltensänderungen, die den Energieverbrauch senken würden, bisher kaum vorkommen.

Aus zwei Fokusgruppen-Befragungen, die im Rahmen dieses Projekts im Jahr 2011 in der Schweizer Bevölkerung durchgeführt wurden, ergibt sich, dass das Wissen über die Energieversorgung und die Einstellung dazu heute kaum Einfluss auf das Konsumverhalten haben. Das heisst, dass aus einem ausgeprägten Interesse an der Energieversorgung noch kein Energiesparverhalten folgt. Energiesparen und -effizienz werden befürwortet, doch es fehlt die Bereitschaft, einen Komfortverlust hinzunehmen. Nach Ansicht der Fokusgruppen-Teilnehmer trägt vor allem die Forschung die Verantwortung für mehr Effizienz.



5.2.6 Sektorspezifische Effekte von Energieeffizienz, Suffizienz und Mehrverbrauch pro Szenario

Sowohl für die EU wie auch für die Schweiz hat die Verbesserung der Energieeffizienz eine hohe Priorität. Die Kernfrage ist, inwieweit und in welchem Zeitraum es gelingen wird, die Sparpotenziale zu realisieren, und durch welche Effekte Gewinne wieder kompensiert werden. Für die Szenarien im vorliegenden Bericht steht das realisierbare Potenzial im Vordergrund. In der nun folgenden Sektor-spezifischen Betrachtung entsprechen die Unterschiede zwischen den Szenarien der Summe aus dem zu realisierenden Stromsparpotenzial, dem erwarteten Mehrverbrauch und den möglichen Substitutionseffekten. Es werden beispielhaft Treiber des Stromverbrauchs sowie mögliche Massnahmen beschrieben. Letztere werden in Kapitel 5.4.2 aufgegriffen. Basis der Entwicklung des Stromverbrauchs sind die unter 5.1. genannten Prognosen zum BIP und zum Bevölkerungswachstum mit ihren nachfragesteigernden Effekten.

Haushalte

Szenario 1:

Trotz Bevölkerungs- und damit Wohnflächenzuwachs gibt es Effizienzgewinne. Beispielsweise halbiert sich durch mehr Energieeffizienz in Szenario 1 der Strombedarf der Beleuchtung. Auch finden Energieetiketten zur Markierung und Erläuterung der Energieeffizienz von Haushaltsgeräten bei den Konsumenten eine immer höhere Beachtung, weshalb energieeffiziente Geräte vermehrt gekauft werden. Den Effizienzgewinnen steht jedoch eine weiter zunehmende Technisierung mit Zweit- und Drittgeräten gegenüber – zum Beispiel im Bereich Unterhaltungselektronik –, was zu einem höheren Verbrauch führt.

Im Bereich der Raumwärme führt die Substitutionswirkung von Wärmepumpen zu mehr Stromverbrauch, als durch den Wegfall von Elektroheizungen gespart wird. Dadurch steigt insgesamt der Stromverbrauch für Raumwärme. Die

für Klima- und Heizungssysteme notwendige Pump-, Regel- und Messtechnik in der Klimatisierung führt zudem zu (geringem) Mehrverbrauch von Strom.

Insgesamt steigt in diesem Szenario die Stromnachfrage weniger stark als in der Vergangenheit und stabilisiert sich nach 2040.

Szenario 2:

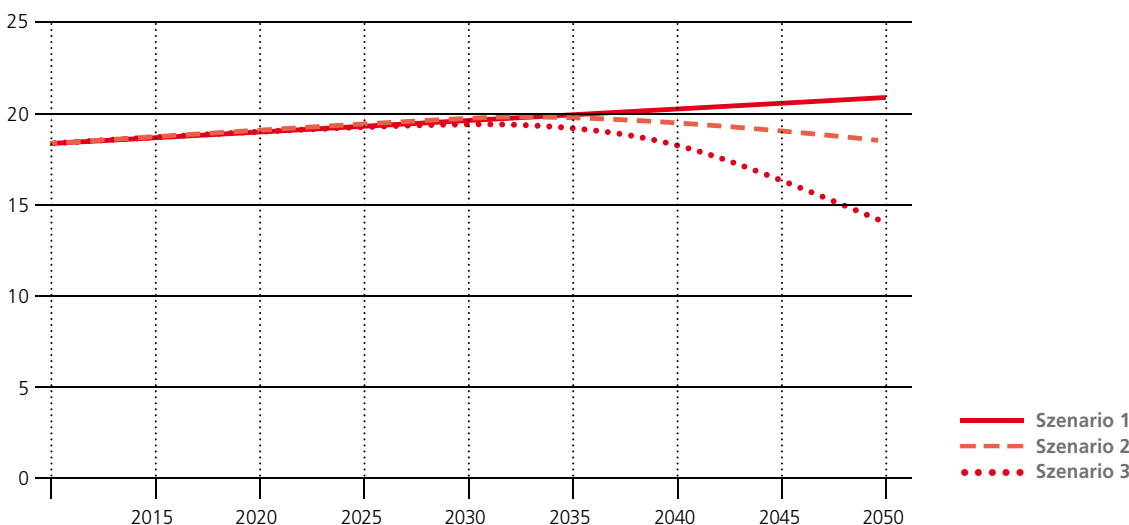
Neben den Effizienzerfolgen in Szenario 1 wirken in Szenario 2 zusätzliche Effekte: Über das Glühlampenverbot hinaus werden effizienteste Leuchtmitteltechnologien als Standard vorgeschrieben. Die Vorschriften bezüglich Energieeffizienz werden weiter verschärft, was das mit jeweiliger Technik vorhandene Effizienzpotenzial von Grossgeräten weiter ausreizt. Strengere Vorgaben für die thermische Qualität der Gebäudehüllen senken den Anteil der Antriebsenergie von Wärmepumpen. Bessere Isolation auch von Altbauten ermöglicht zusätzliche Wärmepumpen; dadurch steigt der Stromverbrauch durch weitere Substitution. Effizienzetiketten werden auch für kleine Geräte marktüblich und für die Kunden zunehmend zum Wegweiser.

Szenario 3:

In Szenario 3 müssen einschneidende Massnahmen eine Trendumkehr hervorrufen: Bedarfsabhängige Steuerungen ergänzen effiziente Leuchtmitteltechnologien, Plusenergiehäuser werden zum Standard, Gütesiegel für Wärmepumpen werden von obligatorischen Anforderungen abgelöst. Auch die Technisierung der Haushalte verhält sich rückläufig. Voraussetzung dazu ist, dass energie- und umweltbewusste Einstellungen und Werte verhaltensrelevant werden: Der Wertewandel muss in diesem Szenario in der Gesellschaft verankert werden. Energie wird aktiv gespart durch bewussten Konsum und auch durch Verzicht auf Stromanwendung. Suffizienz und Energiesparen führen daher zu einer reduzierten Nachfrage nach Strom.

ABBILDUNG 5.9: Endverbrauch Strom Haushalte

TWh



Quelle: VSE

Dienstleistungen

Der Stromverbrauch im Sektor Dienstleistungen und Gewerbe ist stark von Entwicklungen in den Bereichen Heizung/Lüftung/Klima, IT und Beleuchtung abhängig. Gleichzeitig wird in allen Szenarien ein Wachstum der Wertschöpfung dieses Sektors erwartet, was eine steigende Stromnachfrage auslöst.

Szenario 1:

Einschränkende Vorschriften für die Beleuchtung (zum Beispiel bedarfsgesteuerte Beleuchtung im öffentlichen Raum) und gestalterische Möglichkeiten mit neuen Leuchtmitteln tragen zur Verbreitung effizienterer Beleuchtungssysteme bei. Steigende Komfortansprüche sowie eine dichtere Bauweise stellen höhere Anforderungen an die Klimatisierung. Dazu finden Wärmepumpen öfters auch mit grösseren Leistungen Anwendung. Mit steigendem Komfort nimmt auch die Ausrüstung mit Antrieben und Automationssystemen zu. Diese werden jedoch neuen und strengeren Anforderungen an die Effizienz unterstellt.

Szenario 2:

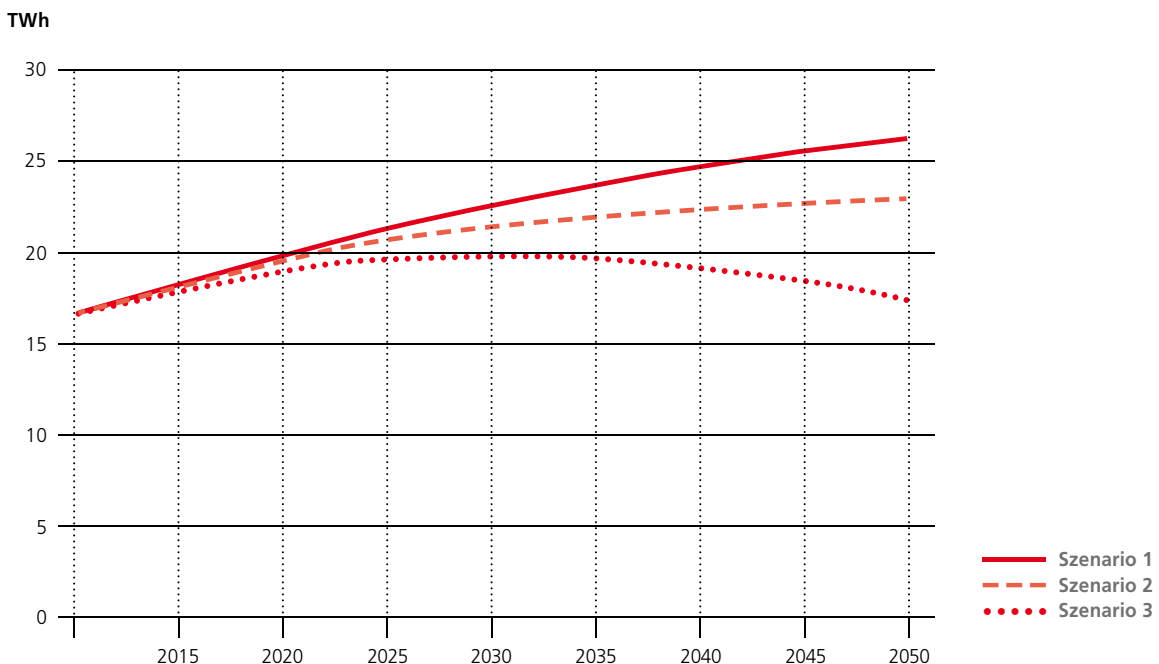
In Szenario 2 sind darüber hinaus intelligente Lichtsteuerungen Bestandteil von neuen Leuchtmitteln und Beleuchtungssystemen, die insbesondere bei Neubauten mit schärferen Vorschriften weniger Spielraum lassen. Der Verbrauchszunahme durch steigende Klimatisierung wird mit Effizienzvorgaben für Pumpen, Ventilatoren und Verdichter sowie mit vermehrt bedarfsabhängigem Ein- und Ausschalten von ganzen Anlagen entgegengewirkt. In der Informatik greifen Effizienzgewinne als Folge technologischen Fortschritts und neuer Materialien und Technologien hauptsächlich in Serverräumen und Rechenzentren.

Szenario 3:

Um Szenario 3 zu erreichen, müssen verschiedene Effekte greifen. Neue Lichttechnologien setzen sich auch im bestehenden Gebäudepark durch. Auf Bedarfsabhängigkeit ausgerichtete Automatismen verdrängen die manuelle Bedienung, und die Aussenbeleuchtung nimmt markant ab. Energieetiketten setzen sich auch bei Bildschirmen, Desktoprechnern und Laptops durch. Strengste Vorgaben an Umwandlungs- und Verteileffizienz sowie eine rigorose Bewilligungspraxis reduzieren den Strombedarf von Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage. Praktiziertes Energiesparen und Suffizienz greifen auch am Arbeitsplatz und tragen zum Rückgang der Nachfrage bei, indem beispielsweise weniger geheizt bzw. gekühlt wird.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Mehrverbrauch, ausgelöst durch ein Wachstum des Sektors Dienstleistungen in der Schweiz und durch eine verstärkte Durchdringung mit IT, Klima- und Lüftungstechnik in allen Szenarien die Energieeffizienz-Bemühungen überlagert. Der Stromverbrauch steigt in den Szenarien 1 und 2 und kann in Szenario 3 bis 2050 nur marginal gegenüber 2011 gesenkt werden.

Abbildung 5.10: Endverbrauch Strom Dienstleistungen



Quelle: VSE

VSE-Studie «Second Opinion zur Stromnachfrage»

Mit dem Ziel, die vorliegenden Berechnungen und Annahmen sowie die Modellierung der Elektrizitäts-Nachfragekurve (Menge, Leistung, Jahr) bis 2035 und 2050 des VSE zu kommentieren, wurde Prof. Eberhard Jochem vom Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) in Karlsruhe damit beauftragt, eine Second Opinion auszuarbeiten.

Die Nachfrageergebnisse der einzelnen Endenergie-Sektoren und der gesamten Stromnachfrage waren anhand von Nachfrage-Elastizitäten für die Perioden 2010 bis 2020, 2020 bis 2030 und 2030 bis 2035 zu plausibilisieren und mit wichtigen vorliegenden Strombedarfsschätzungen zu vergleichen. Für diese Berechnungen hat Prof. Jochem die eigenen Projektionen des IREES zur Schweizer Wirtschaftsentwicklung

bis 2035 verwendet, die auf jüngeren Projektionen von mehreren Quellen zur langfristigen Wirtschaftsentwicklung der Schweiz basieren.

Prof. Jochem und das IREES kommen zum Schluss, dass die Szenario-Ergebnisse zur Entwicklung des Strombedarfs der Schweiz bis 2050 konsistent sind gegenüber dem verwendeten Szenarien-Design.

Die Prüfung der Ergebnisse anhand der Elastizitätenmethode führt zu dem Schluss, dass die Werte der Strombedarfsprojektionen für alle drei Szenarien erklärbar sind. Die Ergebnisse der globalen Elastizitäten sind valide und für alle Perioden in allen drei Szenarien plausibel.

Industrie

Die Entwicklung der Nachfrage im Sektor Industrie hängt vor allem davon ab, ob die seit langem diskutierte Deindustrialisierung der Schweiz tatsächlich im befürchteten Masse eintritt. Strukturelle Verschiebungen weg von industrieller Fertigung hin zum Dienstleistungs- und Informationssektor (s. oben) und weitere Auslagerungen von Industriebetrieben ins Ausland dämpfen die Nachfrage.

Szenario 1:

In den Bereichen Wärme und Prozesse werden fossile Brennstoffe vermehrt durch Strom substituiert. Dies steht jedoch bei einigen Anwendungen in Konkurrenz zur verstärkten Abwärmenutzung. Vorschriften für Motoren und Antriebe erfahren im Vergleich zu den heute bekannten Vorschriften geringfügige Verschärfungen.

Szenario 2:

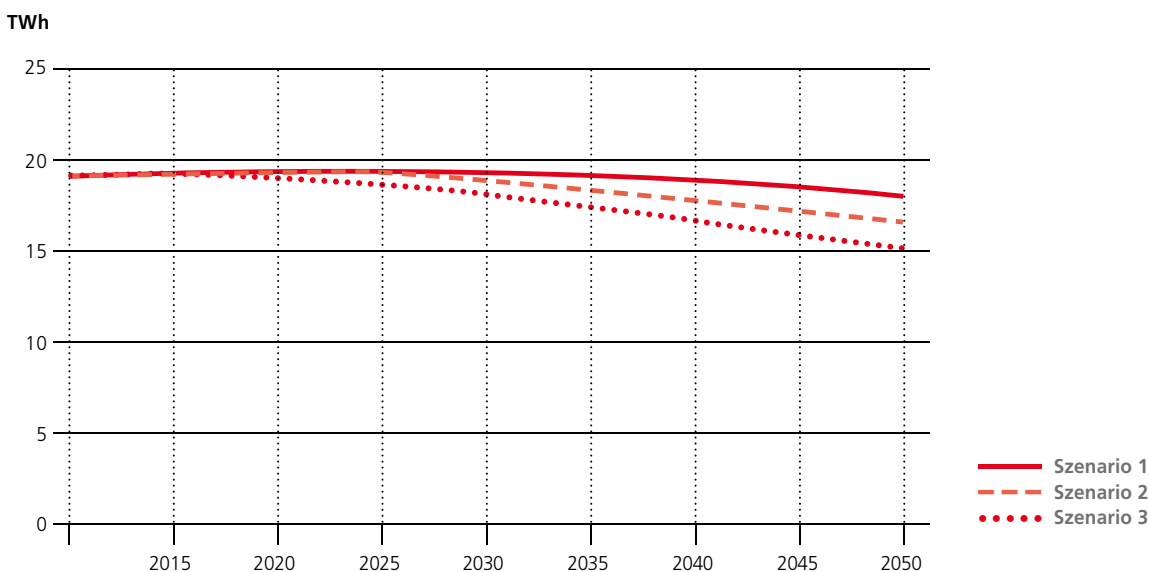
Über Szenario 1 hinaus müssen hier Anforderungen an die thermische Qualität von industriellen Bauten greifen. Zusätzlich muss Abwärme für Raumwärme und Warmwasser konsequent genutzt werden. Damit und mit einer Eliminierung ausgedehnter Verteilsysteme mit elektrischer Begleitheizung wird der Strombedarf trotz Substitutionseffekten stabilisiert. Effizienzvorschriften für Motoren und Antriebe werden stärker als bisher verschärft. Fortschritte in Material- und Anwendungstechnologien dämpfen den Bedarf an Prozesswärme.

Szenario 3:

In diesem Szenario sind ineffiziente Antriebe und Motoren kaum mehr existent. Energiepreise und Effizienzvorschriften führen zu Systemlösungen mit geschlossenen Kreisläufen und zur Rückführung von Überschusswärme in die Prozesse. Die Integration solarer Prozesswärme wird standardisiert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Energieverbrauch im Bereich Industrie nennenswert gesenkt werden kann. Es ergibt sich folgendes Bild, das in Abbildung 5.11 dargestellt ist.

Abbildung 5.11: Endverbrauch Strom Industrie



Quelle: VSE

Sonstige Bereiche: Landwirtschaft und Verkehr

Szenario 1

Landwirtschaftliche Betriebe rüsten technologisch auf (Maschinen, Kühlung, Prozesswärme). Dies hat sowohl steigernde als auch senkende Effekte für die Nachfrage nach Elektrizität.

Elektrofahrzeuge werden erschwinglicher und machen Fortschritte in der Reichweite. Im öffentlichen Verkehr und im Gütertransport nehmen die Verkehrsleistungen infolge von Bevölkerungswachstum, Mobilitätserwartungen und Verzicht auf eigenes Fahrzeug zu. Dies führt insgesamt zu einer leichten Zunahme des Stromverbrauchs.

Szenario 2:

In der Landwirtschaft steigen die Anforderungen an Effizienzgrenzwerte der technischen Ausrüstung. Gleichzeitig erlauben Automatisierungssysteme die Vernetzung verschiedener Anlagen und damit Synergiegewinne. Der Stromverbrauch sinkt leicht.

Lenkungsabgaben und Fördermassnahmen unterstützen in der Mobilität die Verbreitung alternativer Antriebssysteme. Der Anteil von Elektrofahrzeugen am Fahrzeugpark steigt. Infolge begrenzter Speicherkapazität der verfügbaren Batterien finden als Zwischenlösung vermehrt hybride Fahrzeuge Verbreitung. Die Zunahme des Mehrverbrauchs sowohl durch individuelle Elektromobilität wie auch durch Kapazitätssteigerungen des öffentlichen Verkehrs übersteigen die Effizienzgewinne von Antriebs- und Materialtechnologie.

Szenario 3:

Strukturelle Verschiebungen hin zu bäuerlichen Klein- und Kleinstbetrieben, gekoppelt mit intensiver Abwärme- und Biomassenutzung, lassen die Stromnachfrage in der Landwirtschaft leicht zurückgehen.

In der Elektromobilität führen Material- und Technologieentwicklungen zu Effizienzsteigerungen wie auch zu erhöhter Nachfrage. Insgesamt steigt der Stromverbrauch leicht.

Abschliessend sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Realisierung der Einsparungen, wie sie das Szenario 3 postuliert, nicht ausschliesslich über technischen Fortschritt möglich ist. Sie benötigt ein breit verankertes Umdenken mit Verhaltensänderung. Dies kann auch Einschränkungen im Konsumverhalten bedeuten, die in Widerspruch zu Komfortansprüchen stehen könnten.

5.3 Szenario-spezifische Effekte der Nachfrageflexibilisierung

Nachfrageflexibilisierung umfasst Aktivitäten der Endverbraucher und der Energieversorger, um die Nachfragelast ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten oder um die Lastkurve beispielsweise an diejenige der stochastischen Energieerzeugung anzugleichen. Im Unterschied zu vielen europäischen Ländern wird in der Schweiz schon traditionell ein erheblicher Einfluss auf das zeitliche Verbrauchsverhalten genommen, da Doppeltarife und Rundsteuerung weit verbreitet sind. In der Folge werden die Ergebnisse einer Studie vorgestellt, die die Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten analysiert (vgl. Kasten).

VSE-Studie «Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten»

Das Beratungsunternehmen Ernst Basler + Partner analysierte gemeinsam mit Bacher Energie im Auftrag des VSE das Potenzial der Nachfrageflexibilisierung (Ernst Basler + Partner AG und Bacher Energie AG 2011).

Im Bereich der Haushalte schätzte der Studiennehmer ab, auf welche Gerätekategorien die angenommene Stromnachfrage zurückgeführt werden kann. Jeder Gerätekategorie wurde dann zugeordnet, welcher Teil der Stromnachfrage um welche Zeitdauer verschoben werden kann. Darauf aufbauend wurde das Flexibilisierungspotenzial in Megawatt ermittelt. Veranschaulichend wurde dann untersucht, inwieweit mit diesen Flexibilisierungspotenzialen ein Tageslastgang eines hypothetischen Photovoltaik-Erzeugungsprofils angeglichen werden kann.

Ergänzende Studien zur Nachfrageflexibilisierung in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie machen deutlich, dass die Heterogenität der Betriebe hier spezifische Untersuchungen benötigen würde, während für die privaten Haushalte interessante und vielversprechende Ergebnisse erzielt wurden.

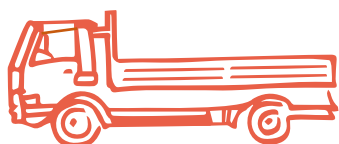
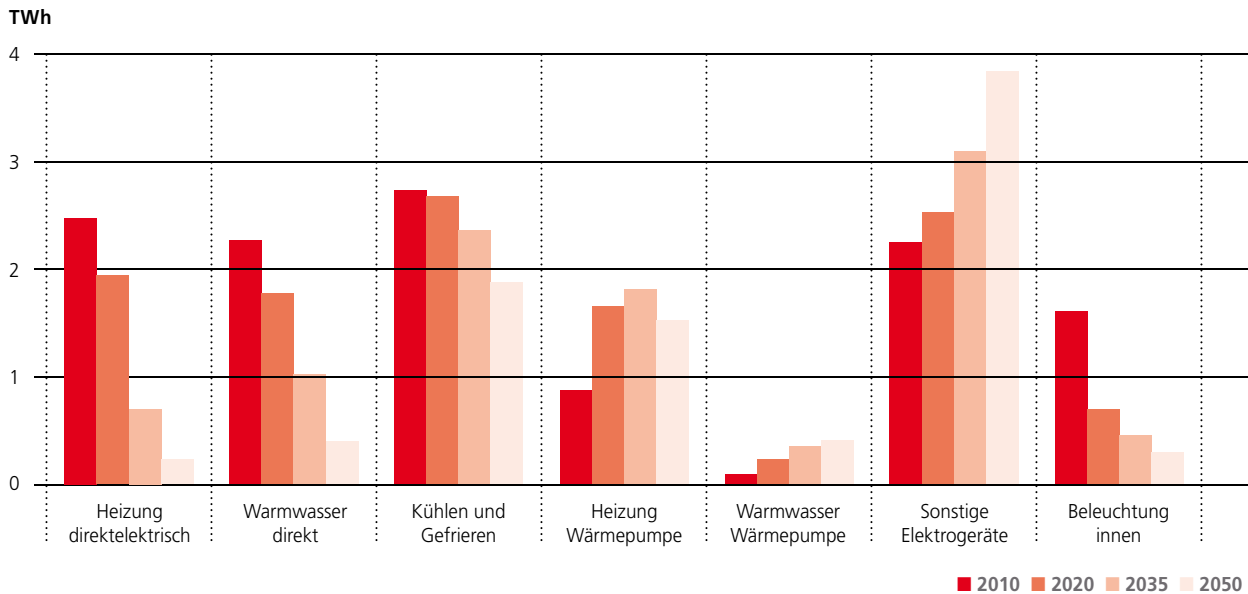


ABBILDUNG 5.12: Entwicklung des Stromverbrauchs der Gerätekategorien in Szenario 2



Quelle: Ernst Basler + Partner AG: Effizienz und Elektrifizierung in Haushalten, 2012

5.3.1 Flexibilisierungspotenzial von Stromanwendungen in Haushalten

Das theoretische Potenzial zur Nachfrageflexibilisierung wurde für die einzelnen Elektrizitätsanwendungen differenziert berechnet. Für insgesamt 23 Verbrauchsgruppen wurden dann der Strombedarf, der Flexibilisierungsgrad und die Geräteanzahl ermittelt, um so den Strombedarf pro Szenario detailliert zu berechnen. Ein Beispiel stellt Abbildung 5.12 dar, in der die spezifische Verbrauchsentwicklung in Szenario 2 erläutert ist.

In der Folge wurde der Anteil der jeweiligen Anwendungen im Winter- und Sommerhalbjahr pro Szenario ermittelt. Auf dieser Basis wurden Tageslastgänge für Sommer und Winter pro Szenario berechnet, da der Verbrauch, vor allem von Wärme-/Kälteanwendungen, grosse jahreszeitliche Schwankungen aufweist und damit für eine Flexibilisierung nur saisonal zur Verfügung steht: Eine (im Sommer) ausgeschaltete Heizung kann nicht zusätzlich abgeschaltet werden und steht auch nicht als Speicher zur Verfügung.

5.3.2 Wesentliche Parameter des Flexibilisierungspotenzials

Bedeutsam für die Frage, ob eine bestimmte Nachfrage flexibel ist, ist die zeitlichen Verschiebungsdauer, denn je weiter die Nachfrage verschiebbar ist, umso flexibler kann sie zur Glättung der Nachfragekurve eingesetzt werden. Die Untersuchung unterscheidet fünf Intervalle: bis 15 Minuten, ab 15 Minuten bis 1 Stunde, ab 1 Stunde bis 2 Stunden, ab 2 Stunden bis 4 Stunden, über 4 Stunden.

Betrachtet man die Wirkung von Flexibilisierung, ist zwischen zwei Ansätzen zu differenzieren, die sich in ihrer Steuerbarkeit unterscheiden:

- Bei rein tariflichen Anreizen (der Konsument löst die Flexibilisierung aktiv aus und steuert diese, was zu einer deutlich geringeren tatsächlichen Nutzung führt, aber auch einen entsprechenden Spargewinn auslöst) ist von relativ geringen Potenzialen auszugehen. Diese betragen für bis zu 15 Minuten Verschiebung 15 % des Energiebedarfs der entsprechenden Gerätekategorie, fallen dann aber auf 10 % (bis 1 Stunde Verschiebung), 5 % (bis 2 Stunden) und schliesslich auf null (länger als 2 Stunden) ab.
- Bei der steuerungstechnischen Flexibilisierung werden die Geräte zur Lastverschiebung automatisch angesteuert. Dies setzt voraus, dass die Geräte mit entsprechenden Steuerungselementen ausgestattet sind. Darauf aufbauende Geschäftsmodelle der EVU, beispielsweise Tarif- bzw. Preisstrukturen, die zur Lastverlagerung mehr als bisher Anreiz geben, können das Potenzial weiter ausschöpfen. Dabei ist von 100% Flexibilisierungspotenzial bis 2 Stunden Verschiebungsdauer auszugehen. Danach fällt es rascher ab (50% Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 5% Potenzial über 4 Stunden) oder im Falle von Warmwasserspeichern langsamer (95% Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 60% Potenzial über 4 Stunden).

TABELLE 5.2: Flexibilisierungspotenzial einzelner Anwendungen

Gerätekategorie	Theoretisches Flexibilisierungspotenzial je Flexibilisierungsdauer		
	bis 1h	1h bis 4h	über 4 h
Zentralheizung			
Heizung (direktelektrisch, Wärmepumpe)			
Warmwasser			
Kühlen / Gefrieren			
Einzelheizung (Öfeli), Einzelkühlung, Waschen/ Trocknen, Kochen/Spülen, IT/Video/Audio			



Flexibilisierungspotenzial = Anteil der Leistung, die in der jeweiligen Periode abschaltbar/verschiebbar ist

Quelle: Ernst Basler + Partner AG: Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten, 2011

Im Ergebnis stellt die oben stehende Tabelle 5.2 das Flexibilisierungspotenzial dar.

Die grossen Potenziale zur Nachfrageverschiebung sind also bei den Wärmeanwendungen zu finden. In diesem Bereich wird der Verbrauch allerdings bereits jetzt – und zukünftig noch mehr – durch Vorschriften zu der Gebäudehülle und der Effizienzsteigerungen der Geräte stark geschmälert, was das zukünftige Potenzial einschränkt. Weiterhin ist das Flexibilisierungspotenzial mit einer Verschiebung von vier Stunden oder mehr relativ gering und bezieht sich im Wesentlichen auf Wärmespeicher («Warmwasser» inkl. Bedarf für Waschen und Spülen) und Kältespeicher («Kühlen/ Gefrieren»). Wesentlich ist, dass möglichst viele Wärmebezüger den zentralen Warmwasserspeicher als Ausgleichsmöglichkeit nutzen.

5.3.3 Effekte der Nachfrageflexibilisierung in den drei Szenarien

Die Ergebnisse dieser differenzierten Bottom-up-Analysen sind in der nachstehenden Tabelle zusammengestellt.

TABELLE 5.3: Theoretisches Flexibilisierungspotenzial je Szenario und Stichjahr in TWh

	bis 1h	1h bis 4h	über 4 h
Szenario 1			
2020	9.6	5.8	2.4
2035	9.6	5.7	2.4
2050	9.4	5.7	2.4
Szenario 2			
2020	9.2	5.4	2.2
2035	7.2	4.1	1.7
2050	5.5	2.9	1.1
Szenario 3			
2020	9.0	5.3	2.2
2035	6.5	3.6	1.5
2050	4.3	2.1	0.7

Quelle: Ernst Basler + Partner AG und Bacher Energie AG: Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten, 2011

Wie die Tabelle zeigt, nimmt das Flexibilisierungspotenzial mit dem Rückgang der Szenario-spezifischen Stromnachfrage und mit sinkender Wärmeproduktion wegen besserer Dämmung ab. Daher ist das Potenzial in Szenario 1 deutlich grösser als in Szenario 3: In Szenario 3 stehen 2050 nur noch 30% des Flexibilisierungspotenzials im Vergleich zu Szenario 1 zur Verfügung.

Eine wichtige systemtechnische Herausforderung besteht darin, dass die Einspeisung stochastischer Energien eine Speicherung für längere Zeiträume – im Sommer ungefähr 12 Stunden und im Winter ungefähr 15 Stunden – nötig macht. Konkret ist in Szenario 3 aufgrund der deutlich höheren Einspeisung erneuerbarer Energien eine viel grössere Nachfrage nach Flexibilisierung zu erwarten. Für diese Zeiträume gibt es nur wenig Potenzial zur Nachfrageflexibilisierung.

Darüber hinaus zeigen die Berechnungen, dass zu gewissen Tageszeiten der Bedarf nach Flexibilisierung zurückgehen und fluktuieren kann, weil sich Lastspitzen und Energieströme ändern. Die heute typische Mittagsspitze wird an manchen Tagen reduziert, beispielsweise in Szenario 3 aufgrund hoher stochastischer Erzeugung durch Photovoltaik. In Einzelfällen darf also eine Lastspitze vorhanden sein, es besteht keine Notwendigkeit, sie zu glätten.

Ergänzend sei auf das Potenzial von Thermospeichern hingewiesen, die bei entsprechender Dimensionierung durchaus Beiträge zur Nachfrageflexibilisierung im Bereich von 12 Stunden bieten können. Ein Ausbau beispielsweise von Wärmepumpen mit (grösseren) Speichern muss in die zukünftigen Überlegungen einfließen.

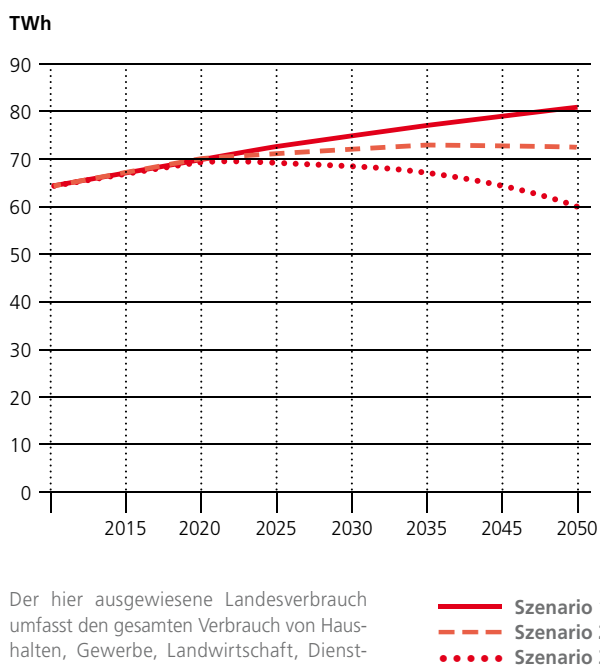
5.4 Der Stromverbrauch in den Szenarien

5.4.1 Entwicklung des Landesverbrauchs

Führt man die bisherigen Überlegungen dieses Kapitels zusammen, so ergeben sich die nachfolgend dargestellten Nachfrageentwicklungen in den drei Szenarien.

Im Ergebnis wird der Stromverbrauch künftig langsamer zunehmen, oder langfristig sogar abnehmen. In Szenario 1 wird eine ambitionierte, moderat verstärkte Energiepolitik angenommen. Nochmals einschränkendere Rahmenbedingungen mit deutlich höheren Anforderungen liegen dem Szenario 2 zugrunde. Szenario 3 setzt eine weitere Steigerung der Massnahmen und grundsätzliche Verhaltensänderungen der Bevölkerung voraus.

ABBILDUNG 5.13: Entwicklung des Strom-Landesverbrauchs in den Szenarien



Der hier ausgewiesene Landesverbrauch umfasst den gesamten Verbrauch von Haushalten, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr (inkl. Übertragungs- und Verteilverluste).

- Szenario 1
- - - Szenario 2
- Szenario 3

Quelle: VSE

In **Szenario 1** steigt die Nachfrage kontinuierlich: Netto wächst der Stromverbrauch von 2011 bis 2050 um 25 % oder rund 0,6 % pro Jahr.

In **Szenario 2** steigt durch die deutliche Steigerung der Energie- und Stromeffizienz der Stromverbrauch von 2011 bis 2050 um netto 15 %, also um rund 0,4 % pro Jahr.

In **Szenario 3** werden 2050 netto rund 7 % weniger Strom verbraucht als 2011. Allerdings wird vor dem Trendumbruch bis 2025 eine weitere Steigerung um gut 7 % erwartet, bevor energiepolitische Massnahmen und Verbrauchsänderungen wirksam greifen und dann innerhalb von 25 Jahren eine Nettoerhöhung von 14 % realisierbar erscheinen lassen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird ab 2025 also durch forcierte Effizienzmassnahmen überkompensiert.

In unten stehender Tabelle 5.4 sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst:

TABELLE 5.4: Szenario-spezifische Entwicklung des Landesverbrauchs (inkl. Verteil- und Übertragungsverluste)

Landesverbrauch (TWh)	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
2011	64.9	64.9	64.9
2015	67.1	67.2	67.0
2020	69.7	69.4	68.7
2025	72.1	71.0	69.4
2030	74.2	72.1	69.2
2035	76.2	72.8	68.2
2040	78.0	73.3	66.6
2045	79.6	73.3	63.9
2050	81.0	73.0	60.5

Quelle: VSE

Der Landesverbrauch 2011 basiert auf einer Schätzung und ist bereinigt von (beispielsweise witterungsbedingten) Sondereffekten dieses Jahres. Der in den VSE-Szenarien ausgewiesene Landesverbrauch setzt sich aus den Sektorenverbräuchen von Haushalten, Dienstleistungen, Industrie, Landwirtschaft und Verkehr zusammen und enthält die Beaufschlagung mit Übertragungs- und Verteilverlusten.

5.4.2 Beispielhafte Massnahmen zur Realisierung der Szenarien

Um die Ziele im Bereich Energieeffizienz zu erreichen, müssen energiepolitische Instrumente eingeführt werden, die über die bisherigen Regelungen hinausgehen. Nur so lassen sich die unter 5.1.2.1 erwähnten Hemmnisse zu überwinden. In der Folge werden – nicht abschliessend und indikativ – Massnahmen aufgeführt, die eine notwendige (aber keine hinreichende) Bedingung dafür sind, dass die jeweiligen Nachfrageszenarien umgesetzt werden können. Die Massnahmen sind jeweils zu kumulieren (Instrumente in Szenario 1 sind auch in Szenario 2 und 3 notwendig) und sollen beispielhaft illustrieren, welche Eingriffe nötig sind, um das jeweilige Szenario zu erreichen. Es sei ausdrücklich festgehalten, dass diese Instrumente keinen politischen Forderungskatalog und auch keinen abgestimmten Instrumentenmix darstellen. Auch werden wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen nicht beurteilt.

Szenario 1: Indikative Massnahmen

Kommunikation und Bildung von Strukturen:

- Konsumenten informieren und beraten sowie das Aus- und Weiterbildungsangebot ausbauen.
- Öffentliche Hand nimmt Vorbildfunktion beim Energieverbrauch wahr.
- Zusammenarbeit zwischen Wirtschaft, Bund, Kantonen und Kommunen ausbauen. Die Plattform für solche Public-Private-Kooperationen stellt das Programm *EnergieSchweiz* dar.

Finanzielle Anreize:

- Marktpreise für Energie einführen (aufheben der Stromlieferungen zu Gestehungskosten): Aufgrund von realen Preissignalen verstärkte Anreize setzen, in energieeffiziente Anwendungen zu investieren.
- Wettbewerbliche Ausschreibungen weiterführen bzw. moderat ausbauen. Bei den wettbewerblichen Ausschreibungen werden Gelder, die über eine Abgabe auf dem Strompreis erhoben werden, in Stromeffizienzmassnahmen investiert. Das Instrument ist ein Stromsparfonds, dessen Gelder bei einer Auktion an die kosteneffizientesten Projekte und Programme zur Stromeffizienzverbesserung vergeben werden.

Verbote und Gebote:

- Gerätevorschriften für Lampen, Kühlschränke, Waschmaschinen, Tumbler etc. in Abstimmung mit der EU regelmässig anpassen.
- Energieverbrauchsvorschriften von Gebäuden (Heizung, Warmwasser) regelmässig verschärfen im Gleichschritt mit dem technischen Fortschritt.
- Verpflichtende Energieeffizienzziele für Industrie- und Dienstleistungsunternehmen mit einem hohen Energieverbrauch (Grossverbraucherartikel in den Mustervorschriften der Kantone) gesamtschweizerisch einführen. Dabei schliessen die Unternehmen mit einem Energieberater (beispielsweise der EnAW) eine individuelle Energieeinsparvereinbarung ab.

Szenario 2: Indikative Massnahmen

In Szenario 2 liegen die Strompreise aufgrund der Verknappung des Stromangebots sowie der Abgaben zur Förderung von erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz höher als in Szenario 1. Die höheren Strompreise haben bereits eine nachfragesenkende Wirkung. Zusätzlich sind folgende energiepolitischen Massnahmen denkbar, um die Effizienzziele in Szenario 2 zu erreichen:

- Moderate Lenkungsabgabe auf alle Energieträger einführen. Lenkungsabgaben verteuern die Energiepreise. Die Gelder werden an die Bevölkerung beispielsweise über die AHV (Alters- und Hinterlassenenversicherung) rückerstattet.
- Einen umfassenden Energie-/Stromsparfonds einführen. Mit dem Fonds werden Massnahmen zur Verbesserung der Energie-/Stromeffizienz unterstützt; zum Beispiel Förderaktionen für energieeffiziente Geräte (Glühlampen, Kühlschränke, Heizungs- und Boilerersatz etc.) oder Energieberatungen für Haushalte und KMU.
- Einmalige Beiträge resp. Steuerabzüge für Investitionen mit einem langfristigen Zeithorizont (Gebäudesanierungen, Ersatz Elektro- bzw. Ölheizung, Elektroboiler) ausbauen.
- Zielvereinbarungen zur Effizienzverbesserung mittels zusätzlicher Anreize auf kleine und mittlere Unternehmen ausweiten.
- Vorschriften für Neu- und Umbauten zusätzlich verschärfen, insbesondere hohe Anforderungen an Klimatisierung und Lüftung.

Szenario 3: Indikative Massnahmen

In Szenario 3 sind erwartungsgemäss die umfangreichsten Eingriffe zur Erschliessung des Potenzials von Energieeffizienz erforderlich, obwohl die Endkundenpreise hier bereits am höchsten sind. Mögliche energiepolitische Massnahmen sind beispielsweise:

- Energiepreise mittels einer Lenkungsabgabe oder einer entsprechenden ökologischen Steuerreform massiv verteuern.
- Gerätevorschriften weiter verschärfen, orientiert an den jeweils besten verfügbaren Technologien.
- Sämtliche Unternehmen, auch Kleinstbetriebe, verpflichten, ihren Energieverbrauch mit einer Zielvereinbarung zu reduzieren.
- Umfassende Verbrauchsvorschriften einführen, was mit erheblichen Eingriffen in die Handlungsfreiheit verbunden ist: Verbot von Klimaanlage; Verpflichtung zur Sanierung von Altbauten, zum Ersatz gewisser Heiz- oder Warmwassersysteme (beispielsweise Elektro- oder Ölheizung, Elektroboiler) in einem bestimmten Zeitraum.
- Strombedarf kontingentieren mit deutlicher Pönalisierung bei Überschreitung eines (tiefen) Schwellenwerts.

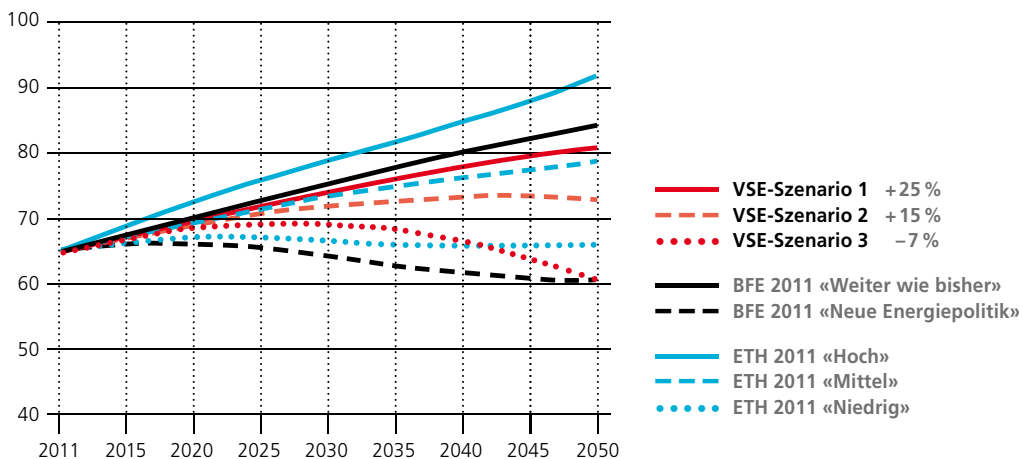
5.4.3 Vergleichende Analysen

Der Energiestrategie 2050 des Bundes (bfe.admin.ch 2011) liegen bei der Entwicklung der Nachfrage zwei Szenarien zugrunde. «Weiter wie bisher» zeigt, welche Veränderungen im Energiesektor mit einem vorgegebenen Satz von Politikinstrumenten erreicht werden, während «Neue Energiepolitik» von quantitativen Zielen ausgeht. Es wird also abgeleitet, mit welchen technischen und regulatorischen Massnahmen ein ambitioniertes Nachfrageziel erreicht werden kann.

Im Rahmen der Studie «Energiezukunft Schweiz» der ETH Zürich (Boulouchos, Andersson und Bretschger 2011), ebenfalls mit einem Zeithorizont 2050 und Meilensteinen bei 2020 und 2035, wird einerseits ein Bottom-up-Ansatz, basierend auf Szenario-Analysen, und andererseits ein Top-down-Ansatz, basierend auf einem Gleichgewichtsmodell mit Berücksichtigung wirtschaftlicher Wachstumseffekte, angewendet. Die beiden Modelle sind komplementär. Die Modell-Konvergenz und Ergebnis-Plausibilisierung folgt einem Iterationsansatz.

ABBILDUNG 5.14: Nachfrageentwicklung in den Szenarien von VSE, ETHZ und BFE

Landesverbrauch Schweiz
TWh



Quelle: VSE; bfe.admin.ch 2011; Boulouchos, Andersson und Bretschger, 2011

Gemäss den Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Szenarien werden nicht vor 2015 Effekte von stromverbrauchsreduzierenden, energiepolitischen Massnahmen erwartet. Die moderat verstärkte Energiepolitik in Szenario 1 verlangsamt im Gegensatz zum BFE-Szenario «Weiter wie bisher» die Verbrauchszunahme zusehends. Eine Stagnation oder sogar eine Abnahme wird im betrachteten Zeitraum aber nicht angenommen. Diese Entwicklung bleibt den Szenarien 2 und 3 vorbehalten. Die Szenarien im vorliegenden Bericht bewegen sich denn auch zwischen den beiden BFE-Szenarien, wobei die Trendwende im Strombedarf, wie vom BFE im Szenario «Neue Energiepolitik» prognostiziert, länger braucht.

5.4.4 Fazit

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Anzahl stromverbrauchender Geräte steigt über lange Jahre stark an. Gleichzeitig steigt die Energieeffizienz dieser Geräte. Erste Indikatoren deuten darauf hin, dass der Verbrauch pro Haushalt voraussichtlich nicht mehr wachsen wird. Gleichzeitig steigt allerdings die Anzahl Haushalte.
- Das Energieeffizienzpotenzial ist in der Schweiz teilweise bereits erschlossen. Durch neue Technologien (Materialien, Mess- und Regelungstechnik etc.) werden sich zukünftig weitere Potenziale erschliessen lassen.
- Trotzdem wird ohne einschneidende Gegenmassnahmen der Stromverbrauch ansteigen. Strom ist die Schlüsselenergie der Zukunft und ermöglicht eine verbesserte Gesamtenergieeffizienz.
- Die Nachfrage steigt in zwei Szenarien um 25 bzw. 15%, im dritten gelingt eine langfristige Reduktion um 7%.
- Allerdings wird in Szenario 3 vor dem Trendumbruch bis 2025 eine weitere Steigerung um gut 7% erwartet, bevor energiepolitische Massnahmen und Verbrauchsänderungen wirksam greifen. Zwischen 2025 und 2050 scheint dann eine Nettoreduktion von 14% realisierbar.
- Das Potenzial der Nachfrageflexibilisierung nimmt mit dem Rückgang der Stromnachfrage einerseits, mit sinkender Wärmeproduktion andererseits ab. Daher ist das Flexibilisierungspotenzial in Szenario 1 deutlich grösser als in Szenario 3. Das passt nicht zur deutlich grösseren Einspeisung stochastischer Energien in Szenario 3: Hier wäre eine Flexibilisierung über längere Zeiträume interessant, aber nicht ausreichend.
- Die Branche sieht Energieeffizienz als Gesamtenergie- und nicht nur als Stromeffizienz-Thema an und bietet vielfältige Angebote und Dienstleistungen hierzu an.



6.

Die zur Stromproduktion eingesetzten Technologien und Energieträger sind unterschiedlich weit entwickelt. Grundsätzlich stehen Wasserkraft, Biomasse, Sonnenstrahlung, Windkraft und Geothermie als Erneuerbare zur Verfügung. Daneben kann Strom aus Erdgas, Erdöl, Kohle und Uran produziert werden.



Entwicklung des Angebots: Technologien der Stromerzeugung

6.1 Die Stromerzeugung aus Bestandsanlagen bis 2050

Strom kann aus erneuerbaren (Wasserkraft, Biomasse, Sonnenstrahlung, Windkraft, Geothermie), fossilen (Erdgas, Erdöl, Kohle) oder nuklearen (v.a. Uran) Primärenergien hergestellt werden. Abfall fällt je nach seiner Zusammensetzung mit unterschiedlichen Anteilen in die Kategorien erneuerbar oder fossil. Die zur Stromproduktion eingesetzten Technologien sind vielfältig und unterschiedlich weit entwickelt. Kernfusion beispielsweise wird aufgrund der geringen technischen Reife im vorliegenden Bericht nicht als im Betrachtungszeitraum nutzbare Produktionstechnologie betrachtet.

Der Schweizer Produktionspark setzt sich heute vor allem aus Technologien zusammen, die erneuerbare oder nukleare Energieträger nutzen. Mit rund 35 TWh oder 55 % aus Wasserkraftwerken und 1.4 TWh oder etwas über 2 % aus zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion wie Abfall, Biomasse, Photovoltaik und Windkraft stammt mehr als die Hälfte der schweizerischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen. Die Kernkraftwerke tragen im Umfang von rund 25 TWh oder 39 % zur heimischen Stromproduktion bei. Diese stammt demnach zu insgesamt 96 % aus CO₂-armen Quellen. Die Produktion aus fossilem Brennstoff und nicht erneuerbaren Abfällen beträgt 2.2 TWh oder 3,5 % und stammt zu zwei Dritteln aus Anlagen mit Wärme-Kraft-Kopplung (BFE, Thermische Stromproduktion 2010). In den letzten Jahren hat sich der Erzeugungspark in der Schweiz bis auf kleinere Leistungserhöhungen im unteren einstelligen Prozentbereich nicht verändert.

Grundlagen für die Berechnungen

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer durch gleichartige Anlagen ersetzt werden. Die bei der Erneuerung der Anlagen angebrachten Leistungserhöhungen und Wirkungsgradverbesserungen werden im Zubau berücksichtigt. Eine Ausnahme bilden Kernkraftwerke, die entsprechend dem Beschluss des Bundesrats vom 25. Mai 2011 am Ende ihrer sicheren Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Folglich schrumpft das Angebot aus Bestandsanlagen im Laufe der Zeit bis zum Jahr 2050. Ein weiterer Grund für das abnehmende Angebot sind die Umweltauflagen für die Erneuerung der Wasserkraft-Konzessionen (insbesondere Restwasserbestimmungen).¹³ Das Angebot aus Bestandsanlagen besteht in der Folge im Jahr 2050 zu 90 % aus Wasserkraftwerken.

Die verschiedenen Produktionsarten und die Bezugsrechte aus Importverträgen aus französischer Kernkraft entwickeln sich bis 2050 wie folgt:

Die Schweizer **Kernkraftwerke** werden so lange Strom produzieren, wie ihr Betrieb sicher ist. In den Modellrechnungen wird eine Lebensdauer von 50 Jahren angenommen. Unter dieser Annahme wird das Kernkraftwerk Leibstadt im Jahr 2034 ausser Betrieb genommen, so dass im Anlagenbestand im Jahr 2035 keine Schweizer Kernkraftwerke mehr enthalten sind. Als Basisproduktionsmenge wurde ab 2011 eine Leistung von 3 238 MW während 7 840 Volllaststunden angenommen, was einer Produktion von 24.5 TWh entspricht.

Bestehende Langfristverträge zum Bezug von Strom aus französischen Kernkraftwerken gehören ebenfalls zum für die Versorgung der Schweiz wichtigen Anlagenbestand. Obwohl die Laufzeit von Kernkraftwerken in Frankreich nicht gesetzlich begrenzt ist, wurde bei ihrem Bau eine Laufzeit von 40 Jahren vorgesehen. Diese geht daher als Annahme in die Berechnungen dieses Berichts ein, womit das letzte Bezugsrecht im Jahr 2040 enden wird. Als Basisproduktionsmenge wurde ab 2011 eine Leistung von 3 466 MW während 7 813 Volllaststunden angenommen, was einer Produktion von rund 27 TWh entspricht. Diese Strommengen werden in Abbildung 6.1 daher ebenfalls zum Angebot aus Bestandsanlagen hinzugezählt, das – ohne Veränderung der geltenden Rahmenbedingungen und Gesetze – über sämtliche Szenarien hinweg in gleicher Höhe angesetzt wird. Ob sie tatsächlich zur Stromerzeugung herangezogen werden, wird in Kapitel 8.2 diskutiert.

Im Anlagenbestand der **Wasserkraftwerke** sind in den weiteren Berechnungen alle Produktionsanlagen wie Laufspeicher-, Pumpspeicher- und Kleinwasserkraftwerke gemäss BFE-Elektrizitätsstatistik 2010 abgebildet. Als Basisproduktionsmenge für die weiteren Jahre wurde die mittlere Produktion der Jahre 2001 bis 2010 von 36 417 GWh und die Produktion der 2010 in Betrieb genommenen neuen Kraftwerke von 83 GWh verwendet, insgesamt also 36 500 GWh. Aus den Pumpspeicherkraftwerken wurde die Nettoproduktion berücksichtigt (Produktion abzüglich der angelieferten Energie für Pumpe). Der bestehende Wasserkraftpark wird laufend erneuert. Eine Mehrproduktion aufgrund von Umbauten (zum Beispiel Wirkungsgradsteigerungen) wird nicht im Bestand, sondern in den verschiedenen Zubauszenarien berücksichtigt (vgl. Kapitel 6.6).

¹³ Die erwarteten Verluste aus den Restwasserbestimmungen gründen auf dem Gewässerschutzgesetz (GschG), namentlich der Minderrestwassermengen nach Art. 31 GschG und der vorgesehenen Erhöhungen nach Art. 33 GschG.

Zusätzlich zu bestehenden Anlagen wurden, ebenfalls gemäss BFE-Elektrizitätsstatistik 2010, diejenigen Wasserkraftwerke berücksichtigt, die sich Ende 2010 in Bau befanden. Aus diesen neuen Kraftwerken wird ab 2014 eine zusätzliche jährliche Bruttoproduktion von 145 GWh erwartet. Die zwei grossen neuen Umwälzkraftwerke Limmern und Nant de Drance werden viel Spitzenleistung bieten, sind aber Nettoenergieverbraucher. Gemäss der Hydrologischen Kommission (SGHL 2011) dürfte der Einfluss des Klimawandels auf die jährliche Produktion der Wasserkraftwerke ungefähr ausgeglichen sein. Die Sommer-/ Winter-Verteilung wird sich jedoch möglicherweise verändern: Insbesondere wird die Laufwasserkraftproduktion gemäss diesen Projektionen im Winter zu- und im Sommer abnehmen.¹⁴

Die neue Restwasserregelung und weitere Auflagen werden die Produktion aus Wasserkraftwerken nach der Erneuerung der Konzessionen reduzieren. Je nach Rahmenbedingungen schätzt der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband 2012 die Reduktion bis zum Jahr 2050 auf 2 bis 4 TWh, das BFE schätzt die Reduktion auf rund 1.4 TWh (BFE, Wasserkraftpotenzial 2012). Im Rahmen dieses Berichts wurde eine lineare Abnahme der Produktion um 2 TWh bis 2050 angenommen.

Die **Produktion aus weiteren erneuerbaren Energiequellen** sowie aus fossil- und mit nicht erneuerbarem Abfall betriebenen Kraftwerken wurde entsprechend den Angaben für das Jahr 2010 (BFE, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2011; BFE, Thermische Stromproduktion 2010) angenommen:

Photovoltaik	83 GWh
Biomasse	1 275 GWh
Windkraft (70 GWh 2011)	37 GWh
WKK aus fossilen Brennstoffen und nicht erneuerbarem Abfall	1 486 GWh
Fossile Produktion ohne Abwärmenutzung und Deponiegas	775 GWh

Diese Produktionsmengen werden im Modell konstant gehalten.

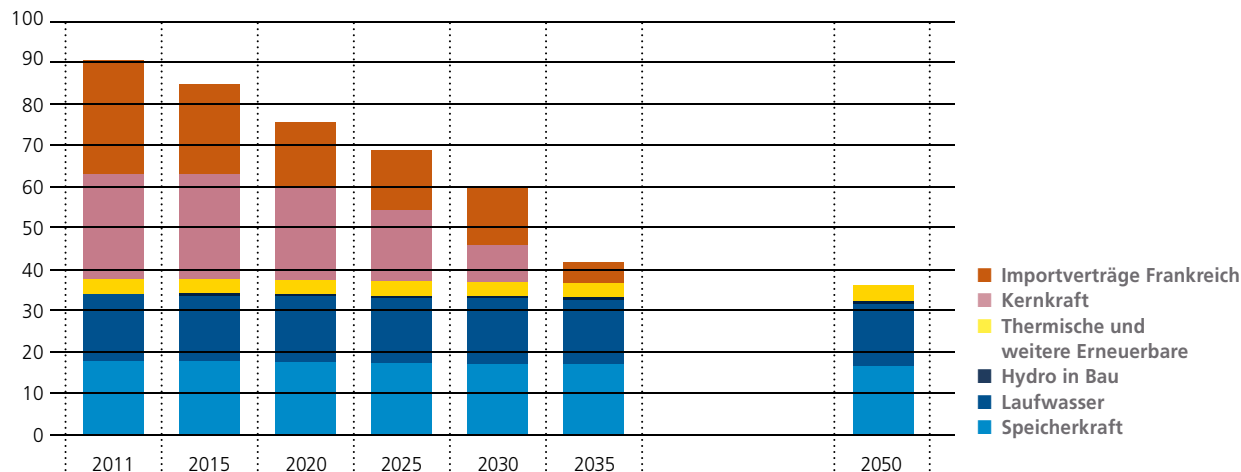
Mengengerüst Bestandsanlagen

Fasst man diese Erkenntnisse zusammen, so ergibt sich folgendes Bild: Im Jahr 2011 betrug das Angebot aus Bestandsanlagen in der Schweiz 62 TWh. Hinzu kommen 26 TWh, die aus Importverträgen bezogen werden können. Bis ins Jahr 2050 sinkt die Produktion auf 36 TWh und besteht zu über 90 % aus erneuerbaren Energien.

ABBILDUNG 6.1: Entwicklung der erwarteten Produktion aus dem bestehenden Produktionspark einschliesslich der in Bau befindlichen Wasserkraftanlagen

Jahresproduktion Schweiz

TWh



Quelle: VSE

¹⁴ Eine solche Verschiebung ist in die Modellannahmen der Szenarien nicht eingeflossen.

6.2 Überblick über die Stromproduktionstechnologien

Stromproduktionstechnologien unterscheiden sich in ihrer Anwendung und ihren zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten. Im Folgenden wird daher für jede Technologie ein kurzer Überblick gegeben über ihre Bedeutung im heutigen Schweizer Produktionspark, über wichtige Rahmenbedingungen, Stand und Entwicklung der Technik, Qualität der produzierten Energie, Kosten, Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Ausserdem wird das realisierbare bzw. erwartete Produktionspotenzial bis zum Jahr 2050 eingeschätzt. Bei der Herleitung der Kosten- bzw. Potenzialabschätzungen wurde wie folgt vorgegangen:

Herleitung der Kostenabschätzungen: Die Entwicklung der Gesteungskosten (Produktionskosten) aller Technologien bis zum Jahr 2050 wurde im Rahmen dieses Berichts mit einem «Levelized cost of electricity»-Ansatz abgeschätzt (s. Kapitel 6.3). Die jeweiligen Quellen und Annahmen werden im Folgenden je Technologie aufgeführt.

Herleitung der Potenzialabschätzungen: Das realisierbare Potenzial einer Produktionstechnologie weicht vom theoretischen teils ausserordentlich stark ab.¹⁵ Es kann sich also in Abhängigkeit des angenommenen Umfeldszenarios stark unterscheiden. Die Potenzialabschätzungen orientieren sich an den Bandbreiten aktueller Studien und an brancheninternen Annahmen. Die jeweiligen Quellen und Prämissen sind im Folgenden je Technologie angegeben.

6.2.1 Grosswasserkraft

Grosswasserkraft ist die wichtigste erneuerbare Technologie mit niedrigsten Treibhausgasemissionen. Das Zubaupotenzial ist stark von politischen Rahmenbedingungen geprägt und praktisch ausgereizt. Pumpspeicher- und Umwälzwerke werden an Bedeutung gewinnen.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Zu den rund 55 % Produktionsanteil der Schweizer Wasserkraft werden rund 50 % von der Grosswasserkraft und etwas über 5 % von der Kleinwasserkraft beigetragen. Die Grosswasserkraft wird in drei Kategorien unterteilt:

- **Laufwasserkraft:** Sie setzt die Höhenunterschiede entlang von Fließgewässern in elektrische Energie um. Die Produktion richtet sich nach der vorhandenen Wassermenge und ist dadurch wenig regulierbar. 50 % der jährlichen Wasserkraftproduktion stammen aus Laufwasserkraft, der Anteil an der installierten Wasserkraftleistung beträgt 30 %.
- **Speicherwasserkraft:** In überwiegend hoch in den Alpen gelegenen Speicherseen kann Wasser zurückgehalten und bei erhöhtem Energiebedarf für die Stromproduktion entnommen werden. 50 % der jährlichen Wasserkraftproduktion stammen aus Speicherkraftwerken, der Anteil an der installierten Wasserkraftleistung beträgt 60 %. Allerdings ist nur ein Teil der Produktion von Speicherkraftwerken regulierbar, Zuflüsse unterhalb der Speicherseen haben mehr oder weniger Laufwassercharakter.

- **Pumpspeicherwerke:** Diese pumpen Wasser aus einem unteren Becken in einen höher gelegenen Speichersee und verwenden es wieder zur Stromproduktion. Sie erzeugen damit keine zusätzliche Energie, erhöhen jedoch die verfügbare Leistung. Sie sind meist in grössere Speicherkraftwerkkomplexe integriert. Ihr Beitrag an die installierte Wasserkraftleistung beträgt etwa 10 %.

Abweichungen von trockenen zu regenreichen Jahren lassen die jährliche Produktionsmenge etwa 10 bis 15 % um den Mittelwert schwanken. Ohne Möglichkeiten zur Speicherung würden im Sommer zwei Drittel der Produktion anfallen. Dank der Speicherseen können etwa 20 % der Wasserkraftproduktion ins Winterhalbjahr verlagert werden, so dass die Produktion zu etwa 60 % im Sommer und zu rund 40 % im Winter stattfindet.

Die Rahmenbedingungen sind für das weitere Potenzial der Wasserkraft entscheidend. Auflagen bezüglich Gewässer- und Landschaftsschutz führen zu Restwassermengen-, Schwall-sunk-Vorgaben usw., Förderbedingungen geben oder nehmen Investitionsanreize, auferlegte Nutzungsrechte bei Neu-/Rekonzessionierung können zu Einschränkungen führen.

Stand und Entwicklung der Technik. Die heute eingesetzte Technologie ist mit Anlagen-Wirkungsgraden von 80 bis über 90 % sehr weit fortgeschritten (Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband 2011). Effizienz- und Produktionssteigerungen sind bei Anlagenerneuerungen realisierbar. Zunehmende Lastwechsel der Maschinen zum Ausgleich stochastischer Produktion oder für den flexiblen marktnahen Einsatz werden die Lebensdauer der Verschleisskomponenten in Zukunft eher reduzieren und die Kosten erhöhen.

Qualität der Energie. Die Grosswasserkraft ist mit ihrem grossen Leistungsvermögen (rund 13 500 MW installierte Leistung) und ihrer teilweise steuerbaren¹⁶ Einsatzmöglichkeit das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Laufwasserkraftwerke liefern Grundlast, während Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für Spitzenlast und die saisonale Umlagerung eingesetzt werden. Bei der Wasserkraft handelt es sich deshalb um eine sehr hochwertige Leistungs- und Energieressource.

Kosten und Einflussgrössen. Ein Wasserkraftwerk ist wegen des grossen Einflusses der natürlichen Begebenheiten für jeden Standort «massgeschneidert» – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Kosten. Dies macht es unmöglich, die «Standard-Kosten» eines Wasserkraftwerks zu definieren. Durchschnittliche Gesteungskosten bestehender schweizerischer Speicher- und Laufwasserkraftwerke liegen bei rund 7 Rappen pro kWh, mit einer Spannbreite von zwischen 3 und 10 Rappen pro kWh (Ernst Basler + Partner AG 2009). Tendenziell werden die Gesteungskosten bestehender Wasserkraftwerke steigen. Ursachen hierfür sind die geringere Produktion durch Restwasserauflagen, höhere Versicherungskosten, höhere Entschädigungen bei Neu-/Rekonzessionierung, verkürzte Nutzungsdauern, strengere Umweltauflagen sowie höhere Betriebskosten durch kürzere Pump- und Turbinierzyklen bei Pumpspeicherkraftwerken.

¹⁵ Vgl. Kapitel 5.2.1

¹⁶ Zu Planbarkeit, Steuerbarkeit und Flexibilität s. Kapitel 6.4

6.2.2 Kleinwasserkraft

Die Prognosen für die Investitions- sowie Betriebs- und Unterhaltskosten orientieren sich an den Studien des BFE (BFE, Energieperspektiven 2035, Juni 2007). Die daraus abgeleiteten Gestehungskosten für Neu- und Umbauten werden auf rund 17 bis 32 Rappen pro kWh (Speicherkraft) bzw. 10 bis 19 Rappen pro kWh (Laufwasserkraft) geschätzt (vgl. Kapitel 6.3).

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Mit einem Treibhausgasausstoss von zwischen 11 und 20 Gramm pro kWh über den gesamten Lebenszyklus (CO₂-Äquivalente pro kWh)¹⁷ schneidet die Wasserkraft am besten ab von allen Produktionstechnologien. Grundsätzlich genießt die Wasserkraft eine breite gesellschaftliche Akzeptanz. Das bereits stark genutzte Potenzial führt jedoch zu Widerstand gegen Neubauten oder zu Auflagen für Aus- und Umbauten, beispielsweise um die Auswirkung von Schwall und Sunk auf die Natur zu verringern oder Restwassermengen zu gewährleisten.

Potenzial und Einflussgrössen. Der bestehende Wasserkraftpark nutzt schon heute fast alle energetisch nutzbaren Wasserressourcen (BFE, Ausbaupotenzial der Wasserkraft 2004). Das Potenzial ist stark abhängig von den oben genannten Rahmenbedingungen. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband schätzt die zusätzliche Nettoproduktion aus Gross- und Kleinwasserkraft, abzüglich Minderproduktion aus Restwasserbestimmungen, auf 0 bis 5 TWh bis im Jahr 2050 (Pfammatter 2012). Eine Potenzialstudie des Bundes aus dem Jahr 2012 beziffert die mögliche Mehrproduktion aller Wasserkraftanlagen (inkl. Kleinkraftwerke) je nach Lockerung der Schutzaufgaben auf zwischen 1.5 und 3 TWh (BFE, Wasserkraftpotenzial, 2012). Entsprechend schwanken die Bruttozubaupotenziale für die Grosswasserkraft in den VSE-Szenarien zwischen 1.2 TWh in Szenario 1 im Jahr 2035 bis 4 TWh in Szenario 3 im Jahr 2050. Ein Abzug von 2 TWh bis 2050 aufgrund von Restwasserbestimmungen wird in der Entwicklung der Bestandsanlagen berücksichtigt (vgl. Kapitel 6.3).

Die Kleinwasserkraft ist eine vertraute Technologie mit stark limitiertem Zubaupotenzial.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 10 MW gelten als Kleinwasserkraftanlagen, werden aber vom Bund nicht in einer separaten Statistik erhoben. Laut einer Erhebung aus dem Jahr 2004 wurden 1033 Kleinwasserkraftwerke mit einer jährlichen Produktionserwartung von rund 3400 GWh betrieben, was einem Anteil von 11,5 % der Schweizer Wasserkraftproduktion entsprach (PSI, 2005).

Stand und Entwicklung der Technik. Wie bei der Grosswasserkraft handelt es sich um eine ausgereifte Technik. Es sind keine wesentlichen technischen Entwicklungen mehr zu erwarten und somit auch keine deutlichen wirtschaftlichen Verbesserungen.

Qualität der Energie. Kleinwasserkraftwerke liefern Grundlaststrom. Da sie meist keine oder nur geringe Speichermöglichkeiten besitzen, besteht eine grosse Abhängigkeit von den Niederschlags- und Schneeschmelzverhältnissen.

Kosten und Einflussgrössen. Aufgrund der kleineren Leistungseinheiten und standortspezifischer Erschliessungskosten sind die Investitionskosten und damit auch die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken in aller Regel höher als beispielsweise bei grossen Laufwasserkraftwerken. Die heutigen Investitionskosten von Neubauten werden aufgrund der zunehmenden Standortausschöpfung leicht ansteigen. Die Gestehungskosten wurden im Rahmen dieser Studie mit heute rund 22 bis 36 Rappen pro kWh berechnet, entsprechend den Sätzen der kostendeckenden Einspeisevergütung. Die Gestehungskosten von zukünftigen Neubauten werden weiter steigen, da die optimalsten Standorte bereits erschlossen wurden (vgl. Kapitel 6.3).

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Kleinwasserkraftwerke haben wie Grosswasserkraftwerke sehr tiefe Treibhausgasemissionen.¹⁸ Bei der Nutzung der Kleinwasserkraft sind darüber hinaus vor allem die lokalen gewässerökologischen Folgen zu beachten, also die Veränderung der Flora und Fauna des Gewässers, was letztlich auch im Hinblick auf die Akzeptanz ein bestimmender Faktor ist.

Potenzial und Einflussgrössen. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband schätzt die zusätzliche Bruttoproduktion aus Kleinwasserkraft, je nach Rahmenbedingungen, auf 1 bis 2 TWh bis im Jahr 2050 (Pfammatter 2012). Entsprechend besteht in den VSE-Szenarien für den zukünftigen Ausbau der Kleinwasserkraft noch ein Potenzial von zusätzlich rund 0.6 TWh (Szenario 1, 2035) bis 2 TWh pro Jahr (Szenario 3, 2050). Die Ausschöpfung dieses Potenzials ist, wie bei der Grosswasserkraft, stark abhängig von den gesetzlichen Entwicklungen im Bereich der Schutzinteressen.

¹⁷ Vgl. Kapitel 6.5

¹⁸ Vgl. Kapitel 6.5

6.2.3 Strom aus Biomasse

Biomasse ist eine vielseitig einsetzbare, aber beschränkte Ressource mit limitierten Nutzungsstandorten.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Die erneuerbare Stromproduktion ohne die Wasserkraft trägt zu rund 2 % zur Jahresproduktion bei. Der grösste Anteil hiervon entfällt auf die Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA). (BFE, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2011). Rund die Hälfte des Kehrlichts gilt als erneuerbar bzw. biogen.

In der Regel wird Biomasse in wärmegeführten Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen verstromt.¹⁹ Die Stromproduktion erfolgt dann mehrheitlich im Winter. Eine Ausnahme bilden Anlagen, die einen Bedarf an ganzjähriger Prozesswärme decken. Auch KVA werden ganzjährig betrieben. Die im Sommer erzeugte Wärme bleibt dann zum Teil ungenutzt.

Stand und Entwicklung der Technik. Biomasse ist ein sehr heterogener Rohstoff (Holz, landwirtschaftliche Biomasse, biogene Abfälle) und kann mit Verbrennung, Vergärung oder Vergasung in Wärme und Strom oder Treibstoff gewandelt werden. Trockene Biomasse, wie Holz oder Kehrlicht, wird in der Regel verbrannt; mit dem daraus erzeugten Dampf wird eine Turbine mit elektrischem Wirkungsgrad von etwa 12 bis 25 % betrieben. Feuchte Biomasse, wie Gülle oder Lebensmittelabfälle, wird zu Biogas vergärt und in Motoren genutzt; eingesetzte Blockheizkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von rund 30 bis 35 %. Das Biogas kann auch für eine spätere Nutzung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Verbrennungs- und Vergärungstechnik gilt als ausgereift. Fortschritte sind bei der Holzvergasungstechnologie inklusive Aufbereitung zu Biogas denkbar («Methanisierung»).

Qualität der Energie. Strom aus Biomasse wird mit Wärme-Kraftkopplungsanlagen gewonnen.²⁰ Diese liefern Mittel-, im Winter vor allem Grundlast.

Kosten und Einflussgrössen. Ausser Kehrlichtverbrennungsanlagen sind die meisten Biomasseanlagen am Strommarkt nicht rentabel. Die Anzahl erzielbarer Vollaststunden, die abhängig sind vom Wärmeabsatz, und der für die erzeugte Wärme erzielbare Preis beeinflussen die Gestehungskosten. Langfristig werden für Biogasanlagen Kostensenkungen erwartet, sofern sich ein grösserer Markt mit entsprechenden Wettbewerbseffekten in der Schweiz etablieren kann. Die Gestehungskosten für ein grosses Holzheizkraftwerk (2 bis 5 MW) werden heute auf rund 19 bis 26 Rappen pro kWh geschätzt. Die Kostentendenz ist aufgrund steigender Brennstoffkosten (höhere Nachfrage) steigend. Die Gestehungskosten einer Biogasanlage (300 kW) werden heute auf rund 26 bis 37 Rappen pro kWh geschätzt mit sinkender Kostentendenz (vgl. Kapitel 6.3).

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Die Treibhausgasemissionen einer Biogasanlage, die im Laufe ihres gesamten Lebenszyklus emittiert werden, betragen je nach Brennstoff zwischen 7 und 180 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh.²¹ Beim Betrieb von Holzheizkraftwerken sind die durch die Verbrennung erzeugten Feinstaubemissionen potenziell problematisch und dürfen gesetzliche Emissionsgrenzwerte nicht überschreiten. Grossprojekte können wegen Bedenken bezüglich zusätzlichen Verkehrs oder Geruchsemissionen auf mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz stossen.

Potenzial und Einflussgrössen. Das nachhaltig nutzbare Potenzial an Biomasserohstoffen für allgemeine Energieanwendungen beträgt langfristig rund 35 TWh (BFE, Biomasse 2004). Unter Berücksichtigung der energetischen Umwandlungsverluste, dem langfristig sinkenden Wärmebedarf und einer erhöhten zukünftigen Nutzung von Biotreibstoffen schätzt das BFE das maximal realisierbare Ausbaupotenzial («technisch») für Strom aus Holz und Biogas zurzeit auf 4 TWh (BFE, Energiestrategie 2011). Unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Ausbaus der Stromproduktion aus Abwasserreinigungsanlagen und KVA – das Potenzial wird gemäss BFE auf rund 1 bis 2 TWh – geschätzt, erscheint ein Stromproduktionspotenzial von 2.5 TWh (Szenario 1, 2035) bis 4 TWh (Szenario 3, 2050) als realisierbar. Herausforderungen sind zurzeit die gesellschaftliche Akzeptanz, die Rentabilität und die Standortsuche (gesicherter Wärmeabnehmer).

6.2.4 Photovoltaik

Photovoltaik weist ein grosses Potenzial auf Gebäudeflächen auf und geniesst hohe Akzeptanz. Allerdings ist sie zurzeit teuer, stochastisch einpreisend und benötigt viel Platz.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Der Anteil des Stroms aus Photovoltaik (PV)-Anlagen an der Schweizer Gesamtproduktion ist mit unter 0,1 % zum heutigen Zeitpunkt vernachlässigbar. Die installierte Kapazität wurde seit 2006 vervierfacht. Hauptsächlich werden Kleinanlagen auf Wohnhäusern gebaut oder aber Grossanlagen auf Industrie- und Gewerbedächern.

Stand und Entwicklung der Technik. In einer PV-Anlage wird mit einem Wirkungsgrad von 10 bis 20 % Sonnenlicht direkt in Strom umgewandelt. Es werden mittelfristig deutliche Steigerungen des Wirkungsgrades erwartet (bis ungefähr 25 %) sowie neue Konzepte und optimierte Fertigungstechniken (IEA, Solar photovoltaic energy 2010).

Qualität der Energie. Die Produktion ist abhängig von der Sonnenstrahlung und daher nicht flexibel. Sie weist jeweils eine Spitze am Mittag auf, wobei rund zwei Drittel der jähr-

¹⁹ Der Grossteil der heutigen Produktion aus KVA wird in der Statistik des BFE jedoch nicht als Strom aus Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen ausgewiesen. Im Rahmen der Statistik ist eine Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage definiert durch einen Gesamtwirkungsgrad von mindestens 60 % und einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 5 %.

²⁰ Ausnahme: die im Grundlastbetrieb fahrenden Kehrlichtverbrennungsanlagen

²¹ Vgl. Kapitel 6.5

6.2.5 Windenergie

lichen Produktion im Sommer erfolgen. Die Produktion ist abhängig von der standortspezifischen Einstrahlung und der Neigung und Ausrichtung der Anlage. Strom aus Photovoltaik kann bis auf das Abschalten nicht geregelt werden, lässt sich aber im Vergleich zur Produktion aus Windanlagen relativ gut einen Tag im Voraus prognostizieren und ist deutlich weniger volatil.

Kosten und Einflussgrößen. Die spezifischen Investitionskosten sinken mit zunehmender Anlagengrösse und variieren mit der Bauart (angebaute oder integrierte Dachanlage, Freifläche). Aufgrund des starken globalen Ausbaus sanken die Investitionskosten in den letzten Jahren unerwartet stark. Aufgrund der Annahme eines PV-Zubaupfades der Internationalen Energieagentur (IEA) ist im Jahr 2050 eine Reduktion der Investitionskosten um rund zwei Drittel denkbar. PV-Anlagen sind wartungsarm. So wird angenommen, dass sich die Gestehungskosten für angebaute Dachanlagen (rund 10 bis 100 kW) von heute rund 29 bis 46 Rappen pro kWh (s. Kapitel 6.3) bis 2050 halbieren werden.

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Die Treibhausgasemission einer Photovoltaik-Anlage, die im Laufe ihres gesamten Lebenszyklus emittiert werden, betragen rund 50 bis 100 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh.²² Die gesellschaftliche Akzeptanz für Anlagen auf Gebäudeflächen ist hoch, nicht jedoch für Freiflächenanlagen.

Potenzial und Einflussgrößen. Das Potenzial auf geeigneten Gebäudeflächen in der Schweiz wird gemäss Internationaler Energieagentur (IEA) auf rund 18 TWh geschätzt (davon 15 TWh auf Dachflächen und 3 TWh auf Fassadenflächen). Bei der Abschätzung werden architektonisch ungeeignete Flächen (beispielsweise wegen Verschattung) und Flächen, die aufgrund ihrer Ausrichtung weniger als 80 % der maximalen lokalen Einstrahlung aufnehmen können, ausgeschlossen. Diese Abschätzung führt zu einer Faustformel von 0,55 Quadratmeter für Photovoltaik nutzbare Fläche je Quadratmeter bebauter Grundflächen (IEA-PVPS 2002). Die Schätzungen gehen von einem realisierbaren Potenzial von 0.8 TWh (Szenario 1, 2035) bis 14 TWh (Szenario 3, 2050) aus. Ein Ausbau auf 14 TWh entspricht also einem Extremszenario mit einer Nutzung von 80 % der für Photovoltaik geeigneten Fläche und einer Nutzung von knapp 45 % der gesamten bebauten Grundfläche. Grösstes Hemmnis zur Ausschöpfung dieses Potenzials ist die Rentabilität.

Die Windenergie ist in der Schweiz gekennzeichnet durch Akzeptanzprobleme und ein stark unsicheres Realisierungspotenzial wegen komplexer Planungsverfahren. Die stochastische Einspeisung bringt zusätzliche Herausforderungen mit sich.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Der Windenergieanteil am schweizerischen Stromverbrauch beträgt heute rund 0,1 % (BFE, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2011). Das Planungsverfahren für Windkraftanlagen ist mehrstufig und relativ komplex. Es bedarf einer kantonalen Richtplanung, einer kommunalen Nutzungsplanung und schliesslich einer Baubewilligung.

Stand und Entwicklung der Technik. Es handelt sich um eine weit entwickelte Technik, die sich daher bis 2035/2050 nur noch graduell weiterentwickeln wird, und zwar vor allem in den Bereichen kostengünstiges Design, Fertigungstechnik, Gesamtwirkungsgrad, Betriebs- und Instandhaltungskonzepte.

Qualität der Energie. Windkraftanlagen produzieren Strom abhängig von der Windgeschwindigkeit – mehr Wind bedeutet dabei überproportional mehr Energie. Vorteilhaft ist die winterlastige Jahresverteilung der Produktion. Produktionsprognosen werden auf Wettervorhersagen gestützt. Geringste Abweichungen haben eine grosse Auswirkung, so dass die Produktionsprognosen noch nicht sehr zuverlässig sind. Entsprechend ist die Produktion nicht planbar, deutlich volatiler als bei Photovoltaik-Anlagen und kann, abgesehen von der Abschaltung, auch nicht geregelt werden.

Kosten. Bis 2050 werden aufgrund technischer Verbesserungen und Skaleneffekten leichte Kostensenkungen erwartet. Die Gestehungskosten für Neuanlagen (2 bis 3 MW) werden heute auf rund 14 bis 20 Rappen pro kWh geschätzt, was in etwa den aktuellen KEV-Sätzen entspricht. Bis 2050 werden die Gestehungskosten aufgrund technischer Verbesserungen auf rund 12 bis 17 Rappen pro kWh sinken (s. Kapitel 6.3).

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Windkraftanlagen weisen einen tiefen CO₂-Ausstoss auf (24 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh).²³ Die Akzeptanz für Windkraftanlagen ist aber bei direkt Betroffenen eher tief wegen Bedenken bezüglich des Landschaftsbildes und Geräuschemissionen.

Potenzial und Einflussgrößen. Windkraft hat in der Schweiz ein hohes theoretisches Potenzial, das aber durch eine Reihe von Ausschlusskriterien reduziert wird: spezifischen Windverhältnissen, Waldgebieten, der Hangneigung, der Eignung des Baugrunds und der Besiedelung. Das realisierbare Potenzial wurde deshalb mit rund 0.7 TWh pro Jahr für 2035 (Szenario 1) bzw. bis zu 4 TWh pro Jahr für 2050 (Szenario 3) angenommen. Voraussetzungen sind eine wachsende gesellschaftliche Akzeptanz für Windenergie sowie eine Verbesserung der Rahmenbedingungen wie zum Beispiel straffere Planungs- und Bewilligungsverfahren (Dietrich, Kaiser und Wokaun 2010).

²² Vgl. Kapitel 6.5

²³ Vgl. Kapitel 6.5

6.2.6 Strom aus Geothermie

Die Geothermie könnte in ferner Zukunft erneuerbaren Strom für die Grundlast in grosser Menge liefern. Zuvor muss jedoch die Machbarkeit in der Schweiz nachgewiesen werden.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. In der Schweiz beschränkt sich die heutige Erdwärmenutzung auf die Wärme- und Kälteerzeugung. Es gibt noch keine Anlage in der Schweiz, die Strom produziert. Dank der kostendeckenden Einspeisevergütung und der Risikoabsicherung des Bundes sind vermehrt Projekte in Planung. Die Konzessions- und Bewilligungsverfahren sind in der ganzen Schweiz noch uneinheitlich, oft fehlt die gesetzliche Grundlage, beispielsweise zur Klärung der Zuständigkeiten.

Stand und Entwicklung der Technik. Für die potenzielle Stromgewinnung aus tiefer Geothermie kommen in der Schweiz grundsätzlich zwei Techniken in Frage: Hydrothermale Systeme nutzen natürlich vorkommendes heisses Wasser, und petrothermale Systeme erhitzen von der Oberfläche zugeführtes kaltes Wasser durch die Erdwärme wie mit einem Wärmetauscher. Eine Verstromung ist ab einer Temperatur von rund 120 °C energetisch sinnvoll. Das Produktionspotenzial hängt daher davon ab, ob geeignete Wärmequellen gefunden und erschlossen werden können. Forschungen zu neuen Technologien für die Erzeugung von Wärmetauschern ohne Erschütterungen sind unter anderem an der ETH Zürich im Gang.

Qualität der Energie. Geothermie liefert fast ganzjährig Bandenergie. Die Abwärme kann für Fernwärmenetze benutzt werden.

Kosten und Einflussgrössen. Die Investitionskosten heutiger Geothermieanlagen sind schwer zu quantifizieren, da bisher in der Schweiz noch keine Anlagen realisiert wurden. Die Gesteungskosten bewegen sich heute im Bereich von 40 Rappen pro kWh, entsprechend den Sätzen der kostendeckenden Einspeisevergütung, und müssen projektspezifisch ermittelt und verifiziert werden. Die Rentabilität kann durch einen Verkauf der erzeugten Wärme verbessert werden, wenn sich auch die Kosten für den Wärmetransport amortisieren lassen.

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Geothermieanlagen zur Stromproduktion gelten als CO₂-arm und emittieren im Laufe ihrer Lebensdauer im globalen Durchschnitt rund 120 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh (IEA, Geothermal Heat and Power 2011). Ferner haben sie einen geringen Platzbedarf. Die Akzeptanz für aktuelle hydrothermale Projekte in der Schweiz ist gross (St. Gallen, Lavey-les-Bains). Die Akzeptanz für zukünftige petrothermale Projekte, die das Risiko von induzierten Erdstössen aufweisen, ist noch ungewiss.

Potenzial und Einflussgrössen. Das Paul Scherrer Institut schätzt das theoretische Stromproduktionspotenzial auf das Vielfache des heutigen Stromverbrauchs der Schweiz. Das

technische und das wirtschaftliche Potenzial abzuschätzen ist schwierig, da bisher die technische Machbarkeit nicht erwiesen ist. Bis 2035 kann mit einem realisierbaren Potenzial von 0.4 TWh (Szenario 1) gerechnet werden, bis 2050 mit 4 TWh (Szenario 3). Technische Unreife, grosses Fündigkeitsrisiko, unsichere Rentabilität und auch die Akzeptanz sind zurzeit die wichtigsten Bremsfaktoren der Geothermie in der Schweiz.

6.2.7 Wärme-Kraft-Kopplung aus fossilen Brennstoffen

Dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen, die Erdgas nutzen, können an spezifischen Standorten mit Wärmebedarf betrieben werden. Ein Ausbau würde Förderung benötigen.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. 1.1 TWh oder rund 2 % beträgt der Anteil der Stromproduktion aus fossil betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) am gesamten Stromverbrauch (BFE, Thermische Stromproduktion 2010). Die Anzahl Anlagen nimmt zwar stetig ab, die installierte Leistung jedoch nimmt kontinuierlich zu. WKK-Anlagen sind unter heutigen Rahmenbedingungen oft nicht wirtschaftlich. Diese umfassen eine strenge und unterschiedliche nationale, kantonale und kommunale Gesetzgebung.

Stand und Entwicklung der Technik. Als Wärme-Kraft-Kopplung wird die gleichzeitige Produktion von Strom und Nutzwärme bezeichnet. Anders als bei rein auf die Stromproduktion ausgelegten thermischen Kraftwerken ist bei WKK in der Regel die Wärmeproduktion massgebend für die Fahrweise der Anlage. Der elektrische Wirkungsgrad einer Anlage mit einer thermischen Leistung von 500 kW beträgt etwa 37 %. In Zukunft ist eine Erhöhung der elektrischen und gesamten Wirkungsgrade der klassischen Blockheizkraftwerke zu erwarten, und Brennstoffzellen könnten marktreif werden. Bis 2035 sollte der Wirkungsgrad von WKK-Anlagen dieser Grösse 45 % erreichen, mit Brennstoffzellen wird ein Wirkungsgrad von 60 % angestrebt.

Qualität der Energie. WKK-Anlagen liefern – je nach Auslegung – über das Jahr gesehen eher Mittellast-Energie, im Winter jedoch beinahe Bandenergie. Drei Viertel der Produktion erfolgen im Winter und eher am Tag. Falls Wärmespeicher parallel zur WKK-Anlage vorhanden sind, kann Bandenergie produziert werden.

Kosten und Einflussgrössen. Die Gesteungskosten für Neuanlagen werden für eine WKK-Anlage mit 200 kWh für die Spannbreite von 5 bis 10 % Zins heute auf rund 11 bis 15 Rappen pro kWh geschätzt.²⁴ Diese sind massgeblich abhängig von der Anlagengrösse, der Auslegung und dem Wärmepreis. Brennstoffzellen sollten eine Annäherung der Gesteungskosten zum Strommarktpreis bis 2050 ermöglichen.

²⁴ Vgl. Kapitel 6.3

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Die Treibhausgasemissionen betragen je nach Anlagengrösse ca. 315 und 330 Gramm CO₂ pro kWh²⁵ und liegen über dem Durchschnittswert des Schweizer Produktionsmix. Die gesellschaftliche Akzeptanz stellt kein nennenswertes Problem dar: In den meisten Fällen kann eine WKK-Anlage im Raum der früheren Heizungsanlage Platz finden.

Potenzial und Einflussgrössen. Das erwartete Potenzial gemäss BFE schwankt zwischen 3.8 und 11.5 TWh im Jahr 2050 (Prognos, Elektrizitätsangebot 2011). Starke Massnahmen sind erforderlich, um dieses Ziel zu erreichen: Hierzu gehören beispielsweise ein Zubau von Nah- und Fernwärmenetzen mit Anschlussverpflichtung oder eine beschränkte Genehmigung von fossilen Heizanlagen. Die Schätzungen des vorliegenden Berichts gehen von einer Zubaumenge von 2 TWh im Jahr 2035 (Szenario 1) bis 6 TWh im Jahr 2050 (Szenario 3) aus, wenn entsprechende Fördermassnahmen ergriffen werden.

6.2.8 Gaskombikraftwerk

Dank ihrer Flexibilität bei Erstellung und Betrieb bieten Erdgaskraftwerke eine wichtige Option zur Ergänzung zu erneuerbaren Energien. Ihre Rentabilität ist aber unter den heutigen Rahmenbedingungen ungewiss.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD oder auch Gaskombikraftwerke) zeichnen sich durch relativ niedrige Investitionskosten und hohe Betriebsflexibilität aus. Mit etwa 1 TWh erzeugen sie jedoch nur 2 % der schweizerischen Stromproduktion (BFE, Thermische Stromproduktion 2010). Die Hauptgründe dieser geringen Anwendung sind der bedeutende CO₂-Ausstoss, die unsichere Wirtschaftlichkeit und die Auslandabhängigkeit des Brennstoffs.

Stand und Entwicklung der Technik. In Gaskombikraftwerken werden die Prinzipien eines Gasturbinen- und eines Dampfkraftwerks kombiniert, indem die Abwärme der Gasturbine zur Erzeugung von Dampf verwendet wird, der eine Turbine antreibt und nochmals Strom erzeugt. Gaskombikraftwerke haben Leistungen von rund 60 MW bis 800 MW pro Block. Die Anlagen erzielen Wirkungsgrade von 52 bis 60%. Die Technik ist weitgehend ausgereift, eine signifikante Entwicklung, abgesehen von einer Erhöhung des Wirkungsgrades um wenige Prozent, kann kaum erwartet werden. Die aktuelle Forschung thematisiert die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS, s. Kasten).

Qualität der Energie. Mit ihrer hohen Flexibilität, Steuerbarkeit und Planbarkeit können diese Anlagen sämtliche Energiequalitäten von Band- über Spitzenenergie bis zu Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Sie sind daher eine interessante Option zur Ergänzung stochastisch einspeisender Energien wie Photovoltaik oder Windkraft.

Kosten und Einflussgrössen. Bei den Investitionskosten werden keine signifikanten Kostenreduktionen erwartet. Die Prognosen für die Erdgaspreise (Grosshandelspreise) und CO₂-Kosten (EU Emission Trading System) entstammen aus Kapitel 3.1. Die Gestehungskosten für Neuanlagen werden heute mit rund 9 Rappen pro kWh berechnet (s. Kapitel 6.3). Die zukünftige Kostenentwicklung hängt stark vom (internationalen) Gaspreis, den Preisen für CO₂-Emissionsrechte sowie von der Zahl der Volllaststunden ab.

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Im Vergleich zu anderen fossil-thermischen Kraftwerken (Erdöl, Kohle), verursachen moderne Gaskombikraftwerke im Betrieb geringere direkte Emissionen von Luftschadstoffen und CO₂. Betrachtet man hier den gesamten Lebenszyklus, liegen sie bei etwa 425 Gramm CO₂ pro kWh.²⁶ Sie liegen damit über dem Durchschnittswert des Schweizer Produktionsmix. Mit der Entwicklung der CO₂-Abscheidung sollte dieser Ausstoss in Zukunft reduziert werden können.

Gaskombikraftwerke werden erst wieder seit Frühjahr 2011 von Bundesrat und Parlament als Option zur Sicherung eines substanziellen Beitrags des Schweizer Strombedarfs erachtet. Die Bedenken in der Bevölkerung aufgrund erhöhter CO₂-Emissionen und einer erhöhten ausländischen Gasabhängigkeit sind aber relativ hoch.

Potenzial und Einflussgrössen. Das technische Potenzial der Gaskombikraftwerke ist, nicht zuletzt mit Blick auf die Entwicklung der erschliessbaren Reserven an nicht konventionellem Erdgas (vgl. Kapitel 3), im Betrachtungszeitraum kaum eingeschränkt. Es existieren jedoch ökologische und wirtschaftliche Grenzen. Gemäss schweizerischem CO₂-Gesetz müssen Gaskombikraftwerke ihren CO₂-Ausstoss zu 100 % kompensieren, die Hälfte davon mit Massnahmen im Inland. Die inländische Kompensation ist jedoch sehr teuer und kaum zu realisieren. Die vorhandene Netzinfrastruktur würde den Zubau von bis zu acht Gaskombikraftwerken mit jeweils zwei Blöcken von 400 MW an den heutigen Standorten der Kernkraftwerke erlauben (UVEK, Infrastrukturnetze 2010). Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung könnte die gesellschaftliche Akzeptanz und das Potenzial für Gaskombikraftwerke in der Schweiz erhöhen. Vorliegender Bericht schätzt das Potenzial aufgrund dieser Rahmenbedingungen bis 2050 auf rund 20 TWh ein.²⁷ Dies entspricht rund 8 Gaskombikraftwerken mit einer Leistung von je 400 MW im Grundlastbetrieb (rund 6000 Volllaststunden).

²⁵ und ²⁶ Vgl. Kapitel 6.5

²⁷ Dies entspricht dem Potenzial, wenn weder Kernenergie eingesetzt noch Importe realisiert und aus zusätzlichen erneuerbaren Quellen nicht mehr als 10 TWh Strom produziert werden können.

CO₂-Abscheidung (Carbon Capture and Storage, CCS)

Mit CCS-Verfahren (Abscheidung und Speicherung von CO₂-Emissionen) kann die klimaschädliche Wirkung von Energieproduktion aus fossilen Brennstoffen (Kohle, Gas, Öl) stark reduziert werden. Mittels verschiedener Verfahren wird das CO₂ vor oder nach der Verbrennung abgetrennt, transportiert und in geeigneten Tiefenlagern langfristig gespeichert.

Obwohl zurzeit noch keine kommerzielle Anlage zur Abscheidung und Endlagerung von energiebezogenen CO₂-Emissionen existiert, sind weltweit verschiedene CCS-Grossprojekte im Energiebereich im Pilotprojekt-Stadium. Erwartete Kosten pro Tonne CO₂ bewegen sich im Rahmen von 20 bis 30 Euro. Die Kapitalkosten für kohle- oder gasgefeuerte Kraftwerke verdoppeln sich bei Anwendung von CCS (Pöyry 2012). Dabei kann auf die Erfahrung anderer Industriezweige mit der CO₂-Abscheidung sowie der Tiefeneinspeisung im Zusammenhang mit Enhanced Oil/Gas Recovery zurückgegriffen werden. Der Wirkungsgrad der Anlagen mit

CCS verringert sich um rund 8 bis 10 % (IEA, Technology Roadmap Carbon capture and storage 2009).

In Europa verhindert die mangelnde Umsetzung der EU-Vorgabe zum Erlass verbindlicher gesetzlicher Rahmenbedingungen zurzeit den Bau von CCS-Anlagen. Die Endlagerung von CO₂ in tiefen Gesteinsschichten (tiefer als 800 Meter) gilt als sicher, ist jedoch noch nicht langfristig erprobt. Die Akzeptanz von CO₂-Endlagerung ist in betroffenen europäischen Regionen gering.

Zur CO₂-Endlagerung in der Schweiz wurden noch keine detaillierten Potenzialstudien erstellt. Geologische Vorstudien identifizieren im Dreieck Fribourg–Olten–Luzern die aussichtsreichsten Gebiete für weitere Forschungen (BFE, Kraftwerk 2020 & Carbon Capture & Storage 2010). Nutzungskonflikte mit zukünftigen Geothermieprojekten sind dabei möglich.

6.2.9 Kohlekraftwerk

Kohlekraftwerke sind auf logistisch günstige Brennstoffzugänge angewiesen, weisen sehr hohe CO₂-Emissionen auf und sind für die Schweizer Stromerzeugung ungeeignet.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. In der Schweiz existieren zurzeit keine Kohlekraftwerke, es sind auch keine geplant. Kohlekraftwerke sind die CO₂-intensivsten Kraftwerke und wären somit am stärksten von CO₂-Abgaben betroffen.

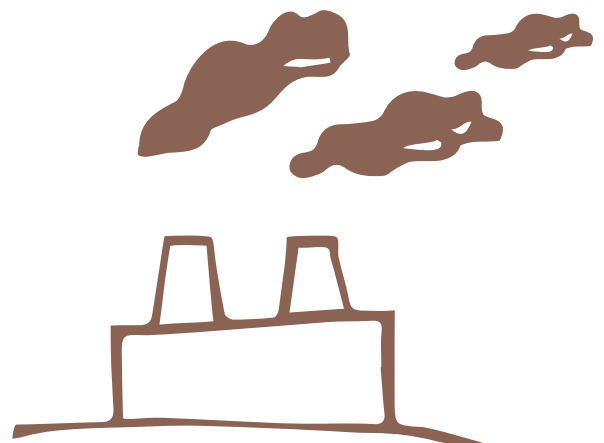
Stand und Entwicklung der Technik. Kohlegefeuerte Dampfkraftwerke bedienen sich der Verbrennung von zu Staub gemahlener Kohle, um mit der entstandenen Wärme über Wasserdampfturbinen Elektrizität zu erzeugen. Sie erzielen zurzeit Wirkungsgrade von bis zu 45 % (50 % sind in naher Zukunft absehbar). Bei Neubauten werden in der Regel grosse Einheiten von 600 bis 1200 MW realisiert.

Qualität der Energie. Moderne Kraftwerke können neben Band- auch für Mittellast eingesetzt werden. Sie sind planbar und relativ flexibel einsetzbar und steuerbar.

Kosten und Einflussgrössen. Die Gestehungskosten bewegen sich im Rahmen von 7,3 bis 8,0 Rappen pro kWh (heute) und ungefähr 8,8 bis 9,3 Rappen pro kWh (2050, mit CO₂-Abscheidung [CCS]). (PSI, 2010). Da weltweit noch grosse Ressourcen an Kohle vorhanden sind, ist im Vergleich zu anderen fossilen Rohstoffen mit stabileren Preisen zu rechnen. Falls CCS nicht realisiert werden kann, sind die CO₂-Preise absehbar der markanteste Preistreiber.

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Kohlekraftwerke haben besonders aufgrund ihrer hohen CO₂-Emissionen (rund 900 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh) eine schlechte Umweltverträglichkeit. Die gesellschaftliche Akzeptanz von Kohlekraftwerken in der Schweiz ist sehr gering.

Potenzial und Einflussgrössen. Kohlekraftwerke haben in der Schweiz im betrachteten Zeithorizont bis 2050 kein realisierbares Potenzial. Die grösste Einflussgrösse ist der Standortnachteil ohne eigene Abbaugebiete.



Gekoppelte Bereitstellung von Wärme und Strom aus fossilen Brennstoffen

Die Kombinationen «Gaskombikraftwerk & Wärmepumpe» und «WKK & Wärmepumpe» sind einer reinen Verbrennung zur Wärmeerzeugung vorzuziehen. «Gaskombikraftwerk & Wärmepumpe» ist in den meisten Fällen effizienter als «WKK & Wärmepumpe».

Die fossil-thermische Stromproduktion erzeugt aus physikalischen Gründen immer auch Abwärme, die in der nahen Umgebung zu Heizzwecken oder für industrielle Prozesse genutzt werden kann. Allerdings lässt sich durch den Einsatz von Wärmepumpen ebenfalls und mit grosser Effizienz Heizwärme erzeugen, so dass dem Wirkungsgrad der Stromerzeugung eine grosse Bedeutung zukommt. Vergleiche der beiden stromproduzierenden Technologien Wärme-Kraft-Kopplung und Gaskombikraftwerk müssen daher immer die Gewinnung beider Energieformen, Wärme und Strom, einbeziehen.

Zu vergleichen sind auf der einen Seite grosse Gaskombikraftwerke kombiniert mit dezentralen Wärmepumpen und auf der anderen Seite WKK-Anlagen mit direkter Nutzung der anfallenden Wärme und ergänzt durch dezentrale Wärmepumpen. Obwohl erstere die Wärme am Produk-

tionsstandort nicht nutzen, schneidet das Gaskombikraftwerk-Gesamtsystem im Wirkungsgradvergleich besser ab.

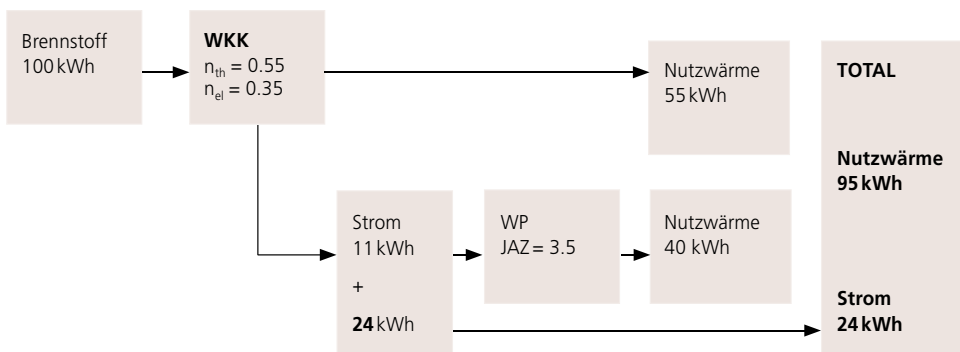
Das bessere Abschneiden der Variante «Gaskombikraftwerk & Wärmepumpe» ist auf den hohen elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks und die Wärmepumpe zurückzuführen, die mit einem Teil Strom etwa drei bis vier Teile Nutzwärme für die Heizung oder für Warmwasser bereitstellt. Heizkessel sind im Vergleich am wenigsten effizient, sie stellen mit 100 kWh Erdgas etwa 95 kWh Wärme bereit.

WKK-Anlagen erweisen sich als vorteilhaft, wenn hohe Vorlauftemperaturen von über 60° C benötigt werden. Allerdings werden sie aus wirtschaftlichen Überlegungen so ausgelegt, dass sie den jährlichen Wärmebedarf nur zu rund zwei Dritteln allein decken können. Für den Rest brauchen WKK Heizkessel zur Unterstützung.

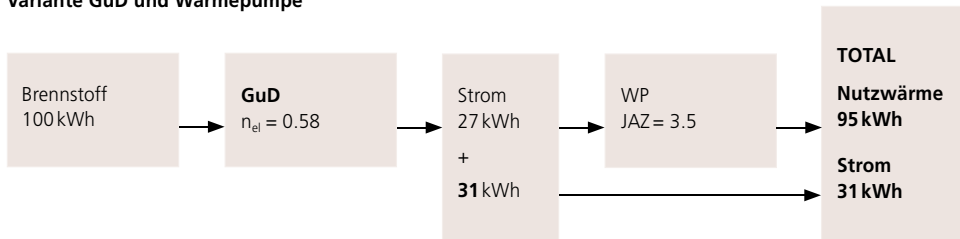
Strom hat einen grösseren Einsatzbereich als Wärme. Dies macht ihn wesentlich wertvoller und eine Anlage daher umso effizienter, je grösser ihr elektrischer Wirkungsgrad ausfällt. Auch hier sind Gaskombikraftwerke mit Wärmepumpen WKK-Anlagen gegenüber im Vorteil.

ABBILDUNG 6.2: Gekoppelte Bereitstellung von Wärme und Strom

Variante WKK und Wärmepumpe



Variante GuD und Wärmepumpe



ERLÄUTERUNGEN:

JAZ = Jahresarbeitszahl, GuD = Gas- und Dampfkraftwerk, WKK = Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage, WP = Wärmepumpe

Quelle: VSE

Zukünftige Speichertechnologien

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien mit schwankender Produktion (insbesondere Photovoltaik und Wind) erhält die Stromspeicherung eine immer grössere Bedeutung. Geeignete Speichertechnologien sollten tendenziell eine Leistung im Mega- oder Gigawatt-Bereich aufweisen. Darüber hinaus sollten sie idealerweise Energie über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stellen können, um grosse Mengen stochastischer Energie aus erneuerbaren Quellen auch saisonal zwischenspeichern zu können. Dies können die heute relevanten Technologien jedoch nicht. Unten stehend wird eine Übersicht gegeben über die relevanten Speichermöglichkeiten mit einem Speichervolumen von mindestens 1 MW und mindestens einigen Minuten Speicherdauer (Pöyry 2012).

Pumpspeicherkraftwerke: Das Standortpotenzial ist in der Schweiz hoch, die Akzeptanz für konkrete Neubauten im Einzelfall aber begrenzt. Mit Investitionskosten von 2 000 bis 2 500 Franken pro kW und einem Gesamtwirkungsgrad von rund 80 % gehören sie zu den kostengünstigsten und effizientesten Speicheroptionen.

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) komprimieren Luft mit elektrischer Energie und treiben durch Entspannung der Luft zur Stromerzeugung einen Generator an. Da die bei der Komprimierung entstehende Wärme nicht genutzt wird, muss bei der Entspannung zusätzlich Wärme hinzugefügt werden – zum Beispiel mit einer Gasturbine. Es existieren zurzeit weltweit zwei Druckluftspeicher-Anlagen (Deutschland, USA rund 300 bzw. 100 MW). Die Technologie ist relativ ausgereift. Die Investitionskosten werden auf 700 bis 900 Euro pro kW geschätzt, der Gesamtwirkungsgrad liegt bei rund 50 %.

Adiabatische Druckluftspeicher (Advanced-Adiabate Compressed Air Energy Storage, AA-CAES) speichern die entstehende Wärme, so dass keine zusätzliche Wärmezufuhr bei der

Entspannung notwendig ist. Das Standortpotenzial für erforderliche unterirdische Speicher ist in der Schweiz begrenzt, auch durch Nutzungskonflikte, zum Beispiel mit der Gasspeicherung. Die Investitionskosten werden auf rund 1 000 Euro pro kW geschätzt bei einem Gesamtwirkungsgrad von knapp 70 %. Die erste Demonstrationsanlage weltweit soll 2013 in Deutschland in Betrieb gehen. Sie wird eine Leistung von 90 MW aufweisen.

Bei der **Wasserstoffspeicherung** wird mit Strom per Elektrolyse Wasserstoff hergestellt und in Tanks gespeichert, um bei Bedarf mit Hilfe von Brennstoffzellen wieder in Strom gewandelt zu werden. Die Speicherung stellt dabei derzeit eine Herausforderung dar. Alternativ kann Wasserstoff in Methan umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dieses Verfahren ist auch bekannt unter dem Begriff «Power-to-Gas» oder «Erneuerbare Energien EE-Gas». Die Investitionskosten für beide Optionen sind mit geschätzten 4000 Euro pro kW hoch, und der Gesamtwirkungsgrad ist vergleichsweise tief, weil viele Umwandschritte erforderlich sind. Damit sind sie aktuell nicht wettbewerbsfähig.

Redox-Flow-Batterien speichern Strom chemisch in Tanks mit Elektrolytlösung ausserhalb der Batteriezelle. Durch die externe Speicherung sind diese Batterien gut skalierbar. Die Investitionskosten werden auf 2 000 bis 4 000 Euro pro kW geschätzt. Der Gesamtwirkungsgrad erreicht bis zu 90 %. Bisher werden nur kleinere Anlagen eingesetzt (in Japan und den USA, Leistung grösser als 3 MW).

Lithium-Ionen-Batterien weisen eine sehr hohe Energiedichte auf und werden daher oft für kleinere Anwendungen eingesetzt (beispielsweise Kommunikations- und Unterhaltungselektronik). Die EKZ haben gemeinsam mit ABB Anfang 2012 die grösste Lithium-Ionen-Batterie der Schweiz mit einem Speichervolumen von 500 kWh und einer Maximalleistung von 1 MW für 30 Minuten in Betrieb genommen (EKZ 2011).

6.2.10 Kernkraftwerk

Die Kernkraft ist heute ein Grundpfeiler der Schweizer Stromversorgung. Neue Kernkraftwerke können aber aufgrund aktueller politischer Rahmenbedingungen nicht gebaut werden.

Bedeutung im heutigen Produktionspark und Rahmenbedingungen. Kernenergie hat im heutigen schweizerischen Strommix mit 38 % im Jahresmittel (2010) und mit 48 % (2010) im Winterhalbjahr einen hohen Anteil an der Stromerzeugung und erzeugt den deutlich grössten Anteil an Bandenergie in der Schweiz ohne nennenswerten CO₂-Ausstoss. Gemäss Entscheid des Bundesrats vom Mai 2011 sollen die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicheren Laufzeit stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Dieser Entscheid wurde vom Parlament unter Annahme einer gleichlautenden Motion bestätigt.

Kosten und Einflussgrössen. Die Gesteungskosten liegen zwischen 6 und 8 Rappen pro kWh (Prognos, Kosten neuer Kernkraftwerke 2011).

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Kernkraftwerke weisen im Laufe ihres Lebenszyklus sehr tiefe CO₂-Emissionen auf²⁸ (rund 24 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh). Weitere Aspekte der Umweltverträglichkeit und der Akzeptanz sind die Entsorgungs- und Sicherheitskonzepte. Gemäss BFE sollen ein Lager für schwach- und mittelaktive Abfälle ab 2030 und ein Lager für hochaktive Abfälle ab 2040 zur Verfügung stehen. Die Akzeptanz für neue Kernkraftwerke in der Schweiz war vor dem Unfall in Fukushima 2011 nicht eindeutig. Hauptkritikpunkte waren die Entsorgung der radioaktiven Abfälle und das Risiko eines Unfalls. Mit dem Beschluss von Bundesrat und Parlament im Frühling 2011 ist ein Ersatz bzw. Neubau von Kernkraftwerken aufgrund mangelnder politischer Akzeptanz aktuell nicht möglich.

Potenzial und Einflussgrössen. Das technische Potenzial der Kernenergie wird durch die Verfügbarkeit des Uran-Brennstoffs begrenzt (vgl. Kapitel 3). Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht wären zwei Kernkraftwerke der «dritten Generation» bis zum Jahr 2035 möglich. Aufgrund der politischen Rahmenbedingungen gibt es jedoch kein Potenzial für den Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz.

²⁸ Vgl. Kapitel 6.5

6.3 Kostenvergleich der Technologien

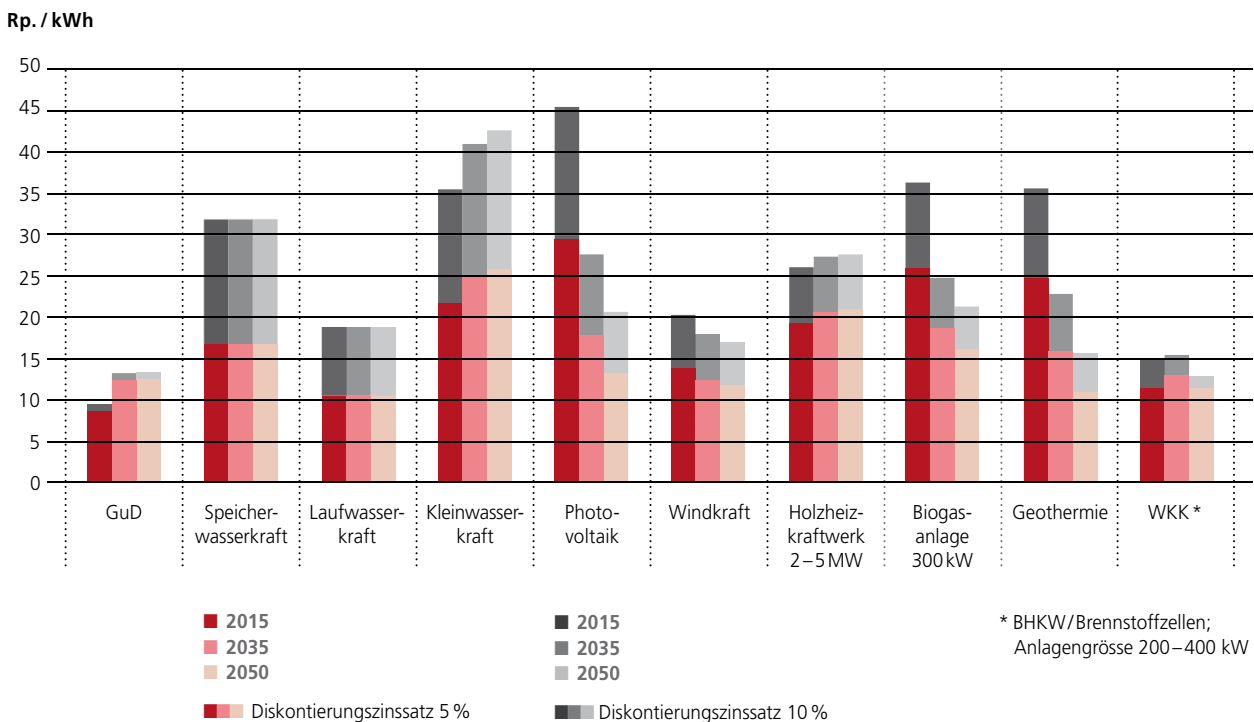
Die Gestehungskosten verschiedener Technologien werden mit dem so genannten «Levelized cost of electricity»-Ansatz (IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2010) verglichen. Hierbei werden innerhalb der technologiespezifischen Amortisationsdauer Investitionskosten, Betriebs- und Unterhalts-, Brennstoff- und CO₂-Kosten mit den Erträgen aus dem Stromverkauf in Beziehung gesetzt. Für die Berechnungen wurden Parameter aktueller, anerkannter Studien, bei Bedarf ergänzt um brancheninterne Daten, genutzt. Die jährlichen Ausgaben und Einnahmen werden mit einem konstanten Zinssatz diskontiert. Im Ergebnis sind dabei also die Kosten nach der Amortisationszeit wieder eingespielt, wobei Kapitalkosten (Amortisation und Zins) gleichmässig über den ganzen Zeitraum verteilt werden.

Die Gestehungskosten sind stark abhängig vom gewählten Diskontierungszinssatz. Bei einem hohen Zinssatz – wenn die Investition also als eher risikoreich eingestuft wird – fallen Ausgaben, die über die ganze Laufzeit anfallen (Betriebskosten, Brennstoffkosten), weniger stark ins Gewicht als Kapitalkosten, die am Anfang einer Investition anfallen. Folglich sind die Auswirkungen des Zinssatzes auf Technologien mit einem hohen Anteil an Kapitalkosten (zum Beispiel Wasserkraft, Photovoltaik, Wind) höher als auf Tech-

nologien mit einem hohen Anteil betriebsabhängiger Kosten (zum Beispiel Gaskombikraftwerk, WKK, Biomasse). Die Gestehungskosten verschiedener Technologien bis 2050 werden zum Quervergleich mit einem Zinssatz von jeweils 5 % und 10 % berechnet (Abbildung 6.3), ähnlich dem Ansatz der IEA (IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2010). Effektive Projektkosten können von dieser Bandbreite differieren. So gelten zum Beispiel KEV-geförderte Projekte als eher risikoarm, Gaskombikraftwerk-Projekte als relativ risikobehaftet und Geothermie als stark risikobehaftet.

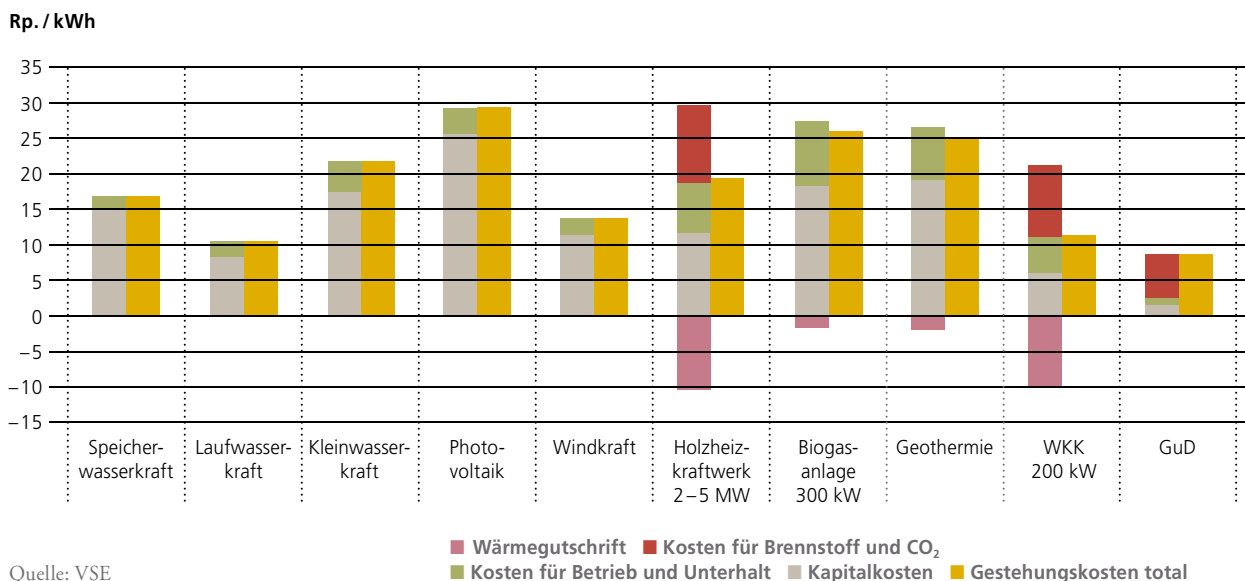
In Abbildung 6.3 ist beispielhaft die Aufteilung der Gestehungskosten in einzelne Kostenkomponenten dargestellt (Jahr 2015, Zinssatz 5 % und 10 %). So haben bei Gaskombikraftwerken die Kapitalkosten einen Anteil von nur knapp 20 % an den Gestehungskosten, während bei PV-Anlagen die Kapitalkosten einen Anteil von knapp 90 % aufweisen. Folglich sind die Gestehungskosten aus Gaskombikraftwerken stark abhängig von der Entwicklung des Erdgaspreises. Mit einer Erhöhung des Zinssatzes werden die relativen Anteile der Kapitalkosten höher (für Gaskombikraftwerke rund 25 % und für PV rund 92 %, bei einem Zinssatz von 10 %).

ABBILDUNG 6.3: Gestehungskosten verschiedener Technologien bis 2050



Quelle: VSE

ABBILDUNG 6.4: Gestehungskosten im Jahr 2015 und ihre Kostenkomponenten (Diskontierungszinssatz 5 %)



6.4 Vergleich der Energiequalität der Technologien

Der fundamentale Auftrag des gesamten Elektrizitätssystems besteht darin, zu jedem Augenblick den Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot zu gewährleisten, so dass die Versorgung konstant und stabil ist. Um die Stabilität elektrischer Systeme zu gewährleisten, muss die Erzeugungsseite zwei **Hauptaufträge** erfüllen:

1. Versorgung der prognostizierten Last sichern (Leistung bzw. Energie nach prognostiziertem Fahrplan bereitstellen).
2. Balance des Systembetriebs sichern (Systemdienstleistungen – Reserveleistung und Regelenergie – zum Ausgleich von Abweichungen von der Prognose).

Eine Produktionsanlage kann gemäss einer prognostizierten Last erzeugen, sofern ein gewisser Anteil der Produktion **steuerbar** ist, das heisst, wenn sie eine vorgegebene Leistung (innerhalb der Kapazitätsgrenzen) während eines gewünschten Zeitfensters «auf Vorbestellung» abliefern kann. Speicherkraftwerke und Gaskraftwerke beispielsweise sind sehr gut steuerbar.

Photovoltaik- und Windkraftwerke produzieren hingegen wetterabhängig und sind, abgesehen von der externen Abschaltung, nicht steuerbar. Eine Produktionsanlage kann eine Lastkurve umso besser bedienen, je **flexibler** sie ist, das heisst, wenn sie auch kurzfristig ihre Produktion an die Nachfrage anpassen kann. Ein Mass für die Flexibilität – neben der Reaktionszeit – ist die Schnelligkeit, mit der ein Kraftwerk die bereitgestellte Leistung ändern kann (so genannter Leistungsgradient). So stellt zum Beispiel eine Gasturbine oder ein Speicherkraftwerk nicht nur eine steuerbare, sondern auch sehr flexible Erzeugungstechnologie mit hohem Gradienten dar. Im Gegensatz dazu sind Laufwasserkraftwerke kaum flexibel. Sofern Steuerbarkeit und Flexibilität einer Erzeugungstechnologie gegeben sind, kann diese aktiv zur Systemstabilität beitragen.

Wenn die Erzeugung der Kraftwerke gut planbar ist, wenn also die Prognose ihres stündlichen Produktionsprofils sicher möglich ist (beispielsweise einen Tag im Voraus) wird die Versorgung der Last nach prognostiziertem Fahrplan vereinfacht. Tabelle 6.1 stellt die Beiträge der einzelnen Technologien zusammen.

TABELLE 6.1: Vergleich der Energiequalität verschiedener Technologien

Technologie	Planbarkeit	Steuerbarkeit	Flexibilität	Betriebsvolllaststunden (h/a)
Laufwasserkraft (gross/klein)	Gross: gut Klein: mässig	Nein	Nein	Ca. 4400
(Pump-) Speicherkraft	Gut	Ja	Ja	Ca. 2200
Biomasse	Gut	Ja ²⁹	Holz: eingeschränkt Biogas: ja ³⁰	5000–7000 (mehrfach im Winter)
Photovoltaik	Mässig	Nein	Nein	Ca. 950 (rund 1/3 im Winter)
Wind	Gering	Nein	Nein	1600–2000 (rund 2/3 im Winter)
Geothermie	Gut	Ja	Eingeschränkt	6500–8000
WKK	Gut	Eingeschränkt	Eingeschränkt	3000–4500 (rund 3/4 im Winter)
Gaskombikraftwerk	Gut	Ja	Ja	4000–8000
Kernkraft	Gut	Ja	Eingeschränkt	Ca. 8000

²⁹ Bei Wärmenutzung eingeschränkte Steuerbarkeit. ³⁰ Je nach Wärmenutzung eingeschränkt

Quelle: VSE

6.5 Umwelt- und Sicherheitskriterien der Technologien im Vergleich

Die verschiedenen Produktionstechnologien weisen unterschiedliche Umweltbelastungen und Sicherheitsrisiken auf. Mit der **Lebenszyklus-Analyse** bzw. Ökobilanz können Umweltbelastungen, die während der ganzen Lebensdauer einer Anlage von der Rohstoffförderung und -verarbeitung über Herstellung, Transport, Betrieb, Unterhalt bis zu Entsorgung und Recycling anfallen, systematisch erfasst werden (Eurelectric, Live Cycle Assesment 2011). Der folgende Vergleich verschiedener Technologien stellt Durchschnittswerte mehrerer Studien zusammen, basiert aber im Wesentlichen auf den Angaben der Studie für das BFE aus dem Jahr 2012 (ESU Services 2012).

Die **Treibhausgasemissionen**, die im Rahmen eines Lebenszyklus emittiert werden (angegeben in CO₂-Äquivalenten pro kWh), sind für erneuerbare Energien deutlich tiefer als für fossil-betriebene Energien (Gaskraftwerk, Kohlekraftwerk). Grosswasserkraftwerke weisen die tiefsten Treibhausgasemissionen auf, gefolgt von Kernkraftwerken und Windkraft. Die Treibhausgasemissionen des heutigen Schweizer Kraftwerksparks gehören, im Vergleich mit anderen Ländern, folglich zu den tiefsten (IEA, CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2011).

Weitere Emissionen wie Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x) und Feinstaub können sich stark auf die Luftverschmutzung auswirken. Die genauen Belastungseffekte der Emittenten auf Umwelt, Gesundheit und Klimawandel (beispielsweise Aerosole) sind teilweise aber noch unklar. Kernkraftwerke und Windkraftwerke gehören zu den kleinsten Emittenten. Die Verbrennung von Biomasse kann je nach

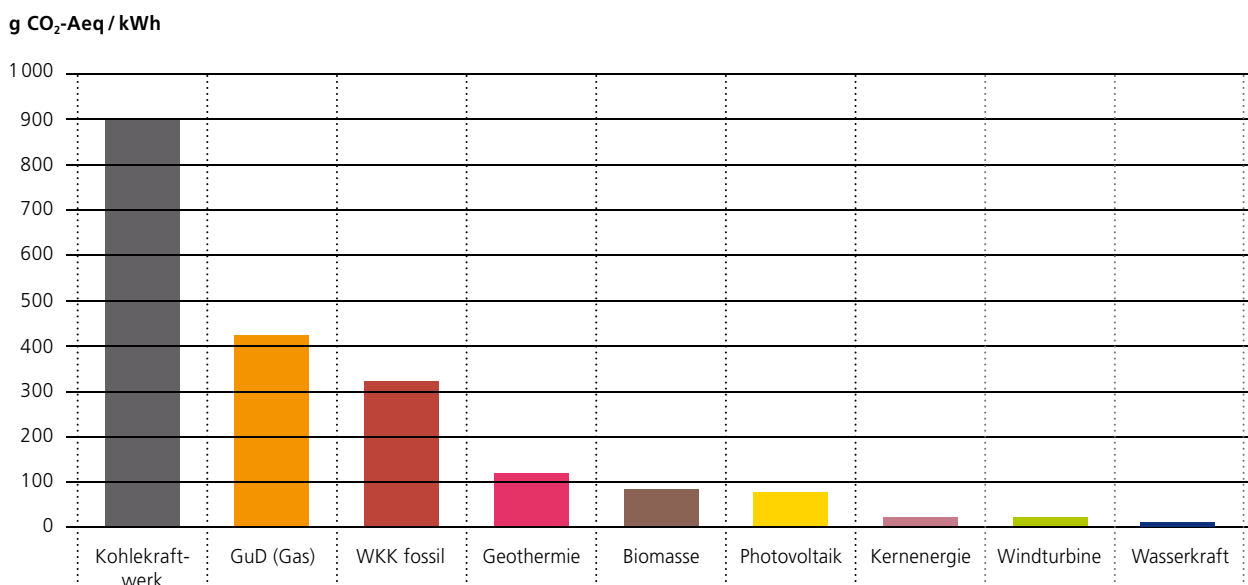
Rohstoff, Verarbeitung, Transport und Umwandlungstechnologie relativ hohe Emissionen verursachen.

Der **Wasserverbrauch**, insbesondere für die Kühlung, ist für viele thermische Kraftwerke bedeutend und schwankt stark je nach Kühlungstechnologie. Die Quantifizierung der Umweltbelastung des Wasserverbrauchs wird erschwert durch verschiedene Wasserquellen (beispielsweise gereinigtes Abwasser, frisches Süswasser) und die Unterscheidung zwischen Wasserentnahme, -konsum und -verdunstung. Der Wasserverbrauch ist bei Geothermiekraftwerken, solarthermischen Kraftwerken sowie fossilen und nuklearen Kraftwerken am höchsten.

Beim **Landverbrauch** muss unterschieden werden zwischen dem Verbrauch für den Betrieb der Anlage und dem Verbrauch für die Rohstoffbereitstellung. Windkraftanlagen (insbesondere Parks) haben den höchsten Landverbrauch. Ein grosser Teil davon kann jedoch landwirtschaftlich genutzt werden (beispielsweise in der Beweidung). Photovoltaik hat einen signifikanten Flächenverbrauch, der die Landschaft jedoch nicht beeinflusst, wenn Gebäudeflächen genutzt werden – der Einfluss auf das Ortsbild kann jedoch eine Rolle spielen. Viel Land können, standortabhängig, auch grosse Speicherkraftwerke beanspruchen. Der Landverbrauch von Laufwasserkraftwerken hingegen ist klein.

Landschafts- und Gewässerschutz sind Aspekte, die vor allem bei Wasserkraftwerken eine Beeinträchtigung darstellen. Landschafts- und Lärmschutzaspekte spielen auch bei Windenergie eine Rolle.

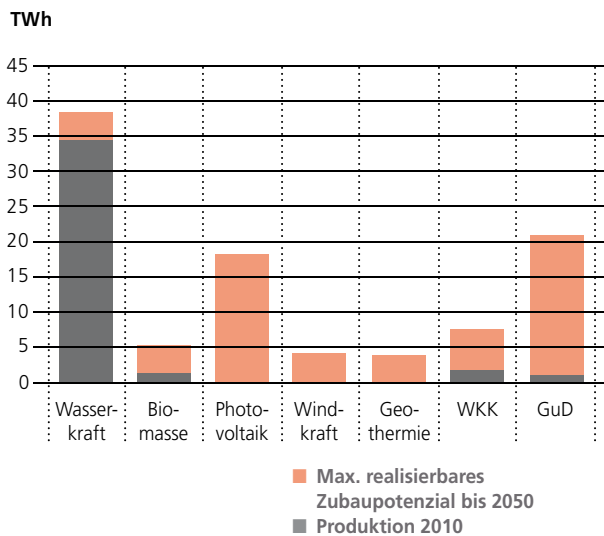
ABBILDUNG 6.5: Abschätzung von Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten pro kWh für verschiedene Technologien



Quellen: ESU Services: Umweltauswirkungen der Schweizer Produktionsanlagen, Studie im Auftrag des BFE, 2012; Ausnahmen: Kohle: PSI: Nachhaltige Elektrizität: Wunschencken oder bald Realität. Energie-Spiegel (20), 2010; Geothermie: IEA, Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power, 2011.

ABBILDUNG 6.6: Vergleich der heutigen Produktion und des maximalen Zubaupotenzials

Maxima im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien für verschiedene Technologien



Quelle: BFE, VSE

6.6 Das realisierbare Potenzial je Szenario

6.6.1 Produktionsszenarien

In Kapitel 6.2 wird die heutige jährliche Produktion verschiedener Technologien mit dem Zubaupotenzial verglichen, das bis 2050 maximal erreicht werden kann, wenn sehr starke Anpassungen an den heutigen Rahmenbedingungen vorgenommen werden (maximal realisierbares Zubaupotenzial). Der Zubau verschiedener Technologien in den Szenarien wird sich im Rahmen dieser Bandbreiten bewegen.

Zur Erläuterung seien die wichtigsten der bereits in Kapitel 6.2 und 6.5 erwähnten Begrenzungen erwähnt:

- **Wasserkraft:** Das Potenzial ist bereits heute weitgehend ausgereizt.
- **Biomasse:** Im Prinzip ist erhebliches Potenzial vorhanden. Energetische Umwandlungsverluste, sinkender Wärmebedarf und eine erhöhte Nutzung von Biotreibstoffen reduzieren das Potenzial erheblich – die Nutzungsstandorte sind limitiert.
- **Photovoltaik:** Das maximale Zubaupotenzial auf Gebäudeflächen ist verhältnismässig hoch, da Standorte im Grundsatz verfügbar sind.
- **Wind:** Das recht hohe theoretische Potenzial wird begrenzt durch Waldgebiete, Hangneigung, Eignung des Baugrunds und Besiedelung.

- **Geothermie:** Die Potenzialabschätzung ist mit vielen Unsicherheiten behaftet – mangelnde technische Reife und ein grosses Fündigkeitsrisiko tragen dazu bei.
- **WKK:** Das prinzipiell vorhandene Potenzial wird von sinkenden Wärmemengen und Konkurrenz zu (bestehender) Wärmeerzeugung begrenzt.
- **Gaskombikraftwerk:** Die Verfügbarkeit von geeigneten Standorten mit entsprechender Netzinfrastruktur sowie CO₂-Ziele beschränken hier wesentlich das Potenzial.

Die Hemmnisse für die Ausschöpfung der Potenziale sind sehr technologiespezifisch. Diese sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Gemeinsam ist allen Technologien, dass zuzubauende Anlagen auf absehbare Zeit am Strommarkt nicht rentabel sein werden. Einzig Gaskombikraftwerke werden mittel- bis langfristig, abhängig von den postulierten Rahmenbedingungen bezüglich CO₂-Kompensation, einen Markt finden.

TABELLE 6.2: Technologiespezifische Hemmnisse für die Potenzialausschöpfung

Technologie	Aktuelle Hemmnisse für Potenzialausschöpfung
Wasserkraft	Rentabilität und Akzeptanz von Um- und Neubauten, unsicheres Investitionsklima für Erhaltungsmaßnahmen (Heimfall, Restwasserbestimmungen)
Biomasse	Rentabilität und teilweise auch Akzeptanz von Anlagen, langfristige Sicherung von Rohstoffen und Wärmeabnehmern, Rohstoffnutzungskonflikte (beispielsweise Biotreibstoffproduktion)
Photovoltaik	Rentabilität und Verfügbarkeit
Wind	Rentabilität und Akzeptanz von Anlagen, teilweise starke Opposition von Betroffenen. Bewilligungsverfahren langwierig (beispielsweise fehlende Richtplanung)
Geothermie	Technische Reife bzw. Beweis der Machbarkeit, Verfügbarkeit von Risikokapital. Akzeptanz für petrothermale Projekte noch unklar (Risiko von Erdstössen), rechtliche Rahmenbedingungen unklar
WKK	Rentabilität, langfristige Sicherung von Wärmeabnehmern
Gaskombikraftwerk	Rentabilität (Gaspreis, CO ₂ -Kompensationsmassnahmen), gesellschaftliche Akzeptanz unklar

Quelle: VSE

Für WKK-Anlagen und Gaskombikraftwerke wird in den Szenarien – anders als bei erneuerbaren Energien – keine Zubau­menge vorgegeben. Gemäss der Einschätzung hat WKK ein Potenzial von 2 TWh im Jahr 2035 (Szenario 1) bis 6 TWh im Jahr 2050 (Szenario 3). Das Potenzial für Gaskombi­kraftwerke wird bis 2050 auf rund 20 TWh geschätzt.

Aufgrund der Umfeldprämissen je Szenario wurden für **jede erneuerbare Energietechnologie** realisierbare Zubau­mengen definiert. Da die Umfeldrahmenbedingungen von Szenario 1 zu Szenario 3 immer ambitionierter werden, erhöht sich entsprechend der mögliche Zubau an erneuerbaren Energien. Diese Potenziale werden in folgender Tabelle dargestellt:

Auffällig ist der relativ späte Start des Zubaus erneuerbarer Energien: Zwar wächst die Produktion aus Biomasse, Wind, Photovoltaik und Geothermie bis 2035 in Szenario 1 bereits um rund dreiviertel, in Szenario 2 um mehr als das Zwei­einhalbfache und in Szenario 3 um mehr als das Vierfache. Aber: **Vor 2035 sind in keinem der Szenarien Zubau­mengen vorstellbar, die substanziell zur Stromversorgung der Schweiz beitragen.** Diese Aussage fusst auf der Kenntnis der **technologiespezifischen Hemmnisse** des Ausbaus und auf Szenario-spezifischen Annahmen, wann welche Kosten-, Akzeptanz- oder sonstigen Hemmnisse realistischerweise mit welchem Zeithorizont abgebaut sein werden. Dies betrifft besonders:

TABELLE 6.3: Produktion je erneuerbare Technologie in den Szenarien 1 bis 3 in den Jahren 2035 und 2050

Produktion 2010 Zugebaute Produktion 2035 und 2050 (TWh)	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		
	2010	2035	2050	2035	2050	2035	2050
Speicherwasserkraft							
Laufwasserkraft	34.5	0.5/0.7/0.6	1/1/1	1/1/1	1.5/1.5/1.5	1.4/1.1/1.3	2/2/2
Kleinwasserkraft*							
Biomasse	1.3	2.5	2.5	3.1	3.0	4.0	4.0
Photovoltaik	0.08	0.8	3.5	1.4	8.5	2.0	14.0
Wind	0.04	0.7	2.0	1.1	3.0	1.5	4.0
Geothermie	0	0.4	2.0	1.0	4.0	1.0	4.0
Total erneuerbare Energien		6	13	9	23	12	32
Total inkl. Sockel			49		59		68

* Reduktionen in der Wasserkraftproduktion aufgrund von Restwasserbestimmungen sind im Angebot aus Bestandsanlagen berücksichtigt (-2 TWh bis 2050)

Quelle: VSE

- **Photovoltaik: Die Wirtschaftlichkeit** stellt hier die grösste Hürde dar. Es gilt: **je später der Zubau, umso geringer fällt das Fördervolumen aus.** Entsprechend startet der massive Ausbau erst spät.
- **Wind:** Der späte Ausbau resultiert hier vor allem aus der Einschätzung, dass der in den Szenarien 2 und insbesondere 3 vorausgesetzte **gesellschaftliche Wandel** erst spät einsetzt. Ein solcher ist nötig, um die Akzeptanz der Bevölkerung für einen starken und sichtbaren Ausbau zu ermöglichen, **der andere Nutzungen der Landschaft verdrängt.**
- **Geothermie: Die technische Reife und die gesellschaftliche Akzeptanz** für einen substanziellen Ausbau werden erst langfristig erreichbar sein. Nicht zuletzt fussen die moderaten Szenario-spezifischen Zuwachsraten in den ersten Jahren auf ganz konkreten Erfahrungen in teils langjährigen Genehmigungsprozessen, ganz besonders in Wasser- und Windkraftprojekten.

6.6.2 Vergleichende Potenzialanalysen

Im Folgenden werden die Zubaupotenziale der VSE-Szenarien mit aktuellen Szenario-Arbeiten des BFE (BFE, Energiestrategie 2011) und der ETH Zürich (Boulouchos, Andersson und Bretschger 2011) verglichen. Zu beachten ist, dass diese Studien jeweils von unterschiedlichen Umfeldprämissen ausgehen.

In der Variante 1 des BFE stammt ein Grossteil der Produktion aus Kernkraftwerken und allenfalls Gaskombikraftwerken. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Rahmen der bisherigen Energiepolitik. In der Variante 2 des BFE werden die Kernkraftwerke am Ende ihrer Laufzeit nicht ersetzt. Im Rahmen einer neuen Energiepolitik werden die erneuerbaren Energien verstärkt ausgebaut.

Die ETH-Studie geht, wie die Variante 2 des BFE und die VSE-Szenarien, davon aus, dass die bestehenden Kernkraftwerke nicht ersetzt werden. Auch der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien in der ETH-Studie (wahrscheinlicher Wert) erfolgt im Rahmen einer neuen Energiepolitik. In Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien kann das VSE-Szenario 1 mit der BFE-Variante 1 verglichen werden, das Szenario 2 mit der BFE-Variante 2 und das Szenario 3 mit der ETH-Studie.

TABELLE 6.4: Vergleich der Zubaupotenziale bis 2050 der VSE-Szenarien mit Szenarien des BFE und der ETH Zürich

Technologie	Zubaupotenzial bis 2050						
	VSE-Szenario			BFE-Energieperspektiven 2011		ETH-Studie 2011	
	1	2	3	Variante 1 (Ersatz KKW)	Variante 2 (Kein Ersatz KKW)	Wahrscheinlicher Wert	Bandbreite
Grosswasserkraft (brutto)	2	3	4	3*	5*	4**	0–6**
Kleinwasserkraft (brutto)	1	1.5	2				
Biomasse	2.5	3	4	1.4***	2.6***	6	5–8
Photovoltaik	3.5	8.5	14	4.8	10.4	1.5	10–20
Wind	2	3	4	1.2	4		2–4
Geothermie	2	3	32	1.4	4.4	4	0–8
Total erneuerbare Energien	13	23	32	11.8	26.4	31	11–46
WKK (fossil)	Zubau nach wirtschaftlichen Kriterien			5.7	13.5	k. A.	k. A.
Gaskombiwerke	Zubau nach wirtschaftlichen Kriterien			Keine Beschränkung		k. A.	k. A.

* Aktuellste Anpassungen des BFE gehen von niedrigeren Ausbaupotenzialen aus

** Umgang mit Minderproduktion aufgrund Restwasserbestimmungen unklar

*** Strom aus Holz, Biogas und Abwasserreinigungsanlagen. Zubaupotenzial aus KVA unklar

Quellen: VSE; BFE, Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Frühjahr 2011. Zusammenfassung; Boulouchos et al. ETH 2011

6.6.3 Beispielhafte Massnahmen zur Realisierung der Szenarien

Um die im vorangegangenen Kapitel definierten Potenziale zu realisieren, müssen Szenario-spezifische Massnahmen eingeführt werden, die über die bisherigen energiepolitischen Regelungen hinausgehen. In der Folge werden, nicht abschliessend und indikativ, Beispiele von Massnahmen aufgeführt, die mithelfen können, die jeweiligen Produktionsszenarien Realität werden zu lassen. Die Massnahmen sind jeweils zu kumulieren (Massnahmen in Szenario 1 sind auch in Szenario 2 und 3 notwendig).

Es sei ausdrücklich festgehalten, dass diese Massnahmen keinen politischen Forderungskatalog und auch keinen abgestimmten Instrumentenmix darstellen. Sie sollen lediglich illustrativ verdeutlichen, welche Herausforderungen in den nächsten 40 Jahren auf Energiewirtschaft, Gesellschaft und Politik zukommen, wenn das jeweilige Szenario angestrebt wird.



Szenario 1: Indikative Massnahmen

Für die Realisierung von Szenario 1 könnten beispielsweise folgende Massnahmen bis 2050 ergriffen werden:

- Die Abläufe, mit denen die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gewährt wird, werden vereinfacht. Die Vergütungssätze werden nur langsam gesenkt.
- **Grosswasserkraft:** Für Aus- und Umbauten werden Investitionsanreize gesetzt, denn gewisse Projekte sind ansonsten nicht rentabel. Die gesellschaftliche Akzeptanz für solche Projekte steigt. Nach heutigem Wissen wird diese Technologie nach wie vor ein Maximum an Energie pro Förderfranken liefern.
- **Kleinwasserkraft:** Zur Förderung werden Bestimmungen wie Gewässer-, Landschafts- oder Naturschutzbestimmungen gelockert, da u.a. die gesellschaftliche Akzeptanz steigt. Schutz- und Nutzungsstrecken sind in kantonalen Richtplänen festgelegt.
- **Biomasse:** Durch Einbauten in öffentlichen Gebäuden nimmt die öffentliche Hand eine Vorbildfunktion wahr und verbessert die gesellschaftliche Akzeptanz. Anforderungen an den Gesamtnutzungsgrad werden gelockert, und die Verwendung in WKK-Anlagen gegenüber der direkten Verbrennung wird gefördert und bevorzugt. Energiekonzepte mit Wärmestandortkataster erlauben eine rasche Übersicht über die Gebiete mit hohem Wärmebedarf.
- **Photovoltaik:** Durch Einbauten in öffentlichen Gebäuden nimmt die öffentliche Hand eine Vorbildfunktion wahr. Ein (nationales) Solarkataster macht transparent, wo geeignete Dachflächen für Solarenergie zu finden sind.
- **Windkraft:** Die gesellschaftliche Akzeptanz steigt. Auf dieser Basis wird das mehrstufige und komplexe Planungsverfahren für Windkraftanlagen vereinfacht, und verschiedene einschränkende Schutzbestimmungen werden gelockert. Eine kantonale vereinheitlichte Richtplanung erleichtert beispielsweise den Ausweis von Vorrangflächen und die anschliessende Baugenehmigung.
- **Geothermie:** Der Bund erhöht die Risikodeckung und vergibt beispielsweise zinslose Darlehen. Ein nationaler Sachplan wird erstellt und die Forschung wird verstärkt. Ein Boden- bzw. Untergrundkataster hilft, die Potenziale zu erkennen; eine nationale Gesetzgebung zu den Nutzungsrechten vereinfacht die Konzessionierung.

Szenario 2: Indikative Massnahmen

Zusätzlich zu den in Szenario 1 genannten Massnahmen können im Betrachtungszeitraum (bis 2050) folgende weitere Massnahmen zielführend sein, um die Ausbaupotenziale in Szenario 2 zu erreichen:

- **Erneuerbare Energien allgemein:** Das Budget der KEV wird erhöht und angepasst eingeführt. Es werden zudem, beispielsweise durch eine zeitliche Differenzierung der Entschädigung, Anreize für eine markt-/nachfragegerechte Produktion geschaffen.
- **Gross- und Kleinwasserkraft:** Die Restwasser-, die Sunk- und Schwall- sowie weitere Schutzbestimmungen werden gelockert.
- **Biomasse:** Bestimmungen zur Erstellung von effizienten Grossanlagen werden gelockert, u.a. im Bereich der Raumplanung oder der Schutzbestimmungen.
- **Photovoltaik:** Anreize für eine nachfrage- und marktorientierte und systemstützende Produktion werden geschaffen und die dafür vorgesehenen Beiträge insgesamt erhöht.
- **Windkraft:** Schutzbestimmungen werden weiter gelockert.
- **Wärme-Kraft-Kopplung aus fossilen Brennstoffen:** Wo sinnvoll, werden WKK-Anlagen gefördert.

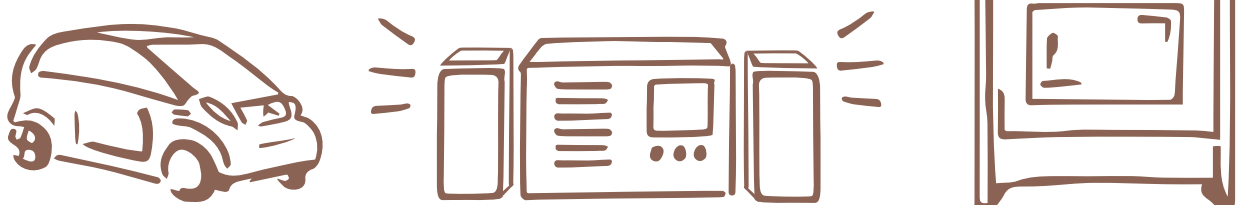
In Szenario 2 wird im Bereich konventioneller Erzeugung möglicherweise eine EU-weite Einführung eines Kapazitätsmarkts im Betrachtungszeitraum erforderlich, an der die Schweiz dann teilnehmen sollte (vgl. hierzu auch Kapitel 8.2).

Szenario 3: Indikative Massnahmen

In Szenario 3 sind erwartungsgemäss die stärksten Massnahmen zur Erschliessung des Potenzials erneuerbarer Energien erforderlich. Diese können – ergänzend zu den in Szenario 1 und 2 genannten – beispielsweise Folgendes umfassen:

- **Allgemein:** Eine entsprechend ausgestaltete ökologische Steuerreform macht die Eigenproduktion von Strom attraktiver.
- **Gross- und Kleinwasserkraft:** Schutzbestimmungen werden weiter gelockert, insbesondere werden Bestimmungen für geschützte Gebiete (Bundesinventar für Landschaften) für Grosswasserkraftwerke aufgehoben.
- **Biomasse:** Anreiz- bzw. Förderbeiträge und -mengen werden deutlich erhöht.
- **Photovoltaik:** Anreiz- bzw. Förderbeiträge werden deutlich erhöht.
- **Windkraft:** Schutzbestimmungen werden stark gelockert.

Auch in Szenario 3 ist im Bereich konventioneller Erzeugung möglicherweise eine EU-weite Einführung eines Kapazitätsmarkts im Betrachtungszeitraum erforderlich, an der die Schweiz dann teilnehmen sollte (vgl. hierzu auch Kapitel 8.2).



6.7 Fazit

Die drei Angebotsszenarien beschreiben einen deutlichen Umbau des heutigen Schweizer Produktionsmix, der grösstenteils auf der Wasser- und Kernkraftnutzung beruht. Da die Wasserkraft bereits stark ausgeschöpft ist und die Kernkraftwerke als Grundprämisse am Ende ihrer Laufzeit nicht ersetzt werden, müssen in allen drei Szenarien Produktionstechnologien zugebaut werden, die bisher in der Schweiz eine marginale Bedeutung hatten.

Ein Vergleich der in Frage kommenden Technologien zeigt die Heterogenität in Bezug auf ihre technische Reife, ihre Betriebsart bzw. Energiequalität, ihre Kosten, ihre Umweltverträglichkeit und Akzeptanz. Diese Faktoren bestimmen sehr stark das zu erwartende realisierbare Potenzial bis ins Jahr 2050.

Auch die wesentlichen Hemmnisse sind technologiespezifisch: Der Ausbau der Photovoltaik wird vor allem von den Kosten und der Rentabilität begrenzt, Wind und Wasser benötigen eine bessere Akzeptanz und vereinfachte Bewilligungen, während für die Geothermie Technik und Kosten wesentliche Hemmnisse darstellen.

Zur Realisierung der Szenarien sind folglich neue energiepolitische Massnahmen erforderlich. Insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Energien in den Grössenordnungen, wie sie in den Szenarien 2 und 3 vorgesehen sind, müssen Fördermittel massiv erhöht und dabei Anreize so geschaffen werden, dass der Zubau möglichst effizient und marktbasiert realisiert wird. Ferner müssen Planungs- und Bewilligungsverfahren vereinfacht und letztlich auch Nutz- und Schutzinteressen zugunsten der Stromproduktion deutlich verändert werden. Entscheidend wird also die Frage sein, ob und wie rasch diese Massnahmen politisch umgesetzt werden können.

Aus all diesen Gründen ist ein Zubau von erneuerbaren Energien, der substanziell zur Stromerzeugung in der Schweiz beiträgt, in keinem der Szenarien vor 2035 möglich.

7.

Aus einer Simulation der europäischen und der Schweizer Stromnachfrage und des Stromangebots resultieren stundengenaue Zahlen. Das heisst: Das Modell simuliert den Einsatz aller Kraftwerke für jede Stunde und jeden Tag bis 2050 auf Basis von jeweils sechs Iterationen in allen drei Szenarien.



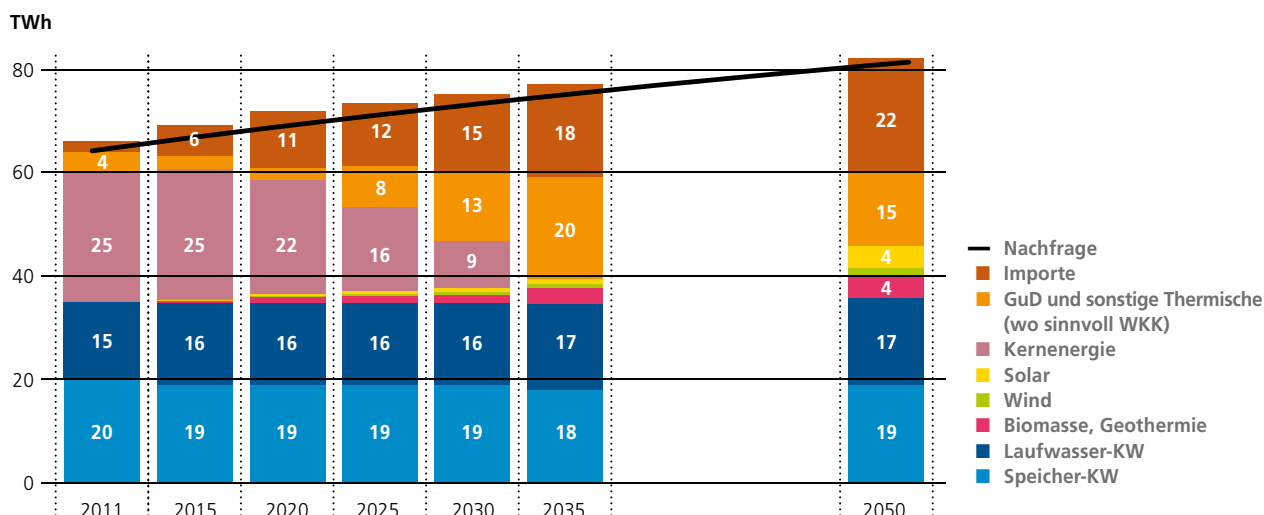
Ergebnisse: Die drei Szenarien

Wie in Kapitel 4.1 erläutert, wurde ausgehend von den Umfeldszenarien das Angebot entsprechend der Nachfrage ergänzt, wobei die sich daraus ergebenden Szenario-spezifischen Nachfrageentwicklungen sowie der Anlagenbestand zur Stromproduktion und die realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien zugrundegelegt wurden. In den Modellrechnungen, die in Kapitel 8.2 näher erläutert werden, wurden dazu Gaskombikraftwerke und Importe eingesetzt. Dies geschah durch eine Simulation der europäischen und der Schweizer Stromnachfrage und des -angebots stundengenau³¹, das heisst, das Modell simuliert den Einsatz aller Kraftwerke für jede Stunde und jeden Tag bis 2050 auf Basis von jeweils sechs Iterationen in allen drei Szenarien. Die genauere Vorgehensweise ist in Kapitel 8.2 dargestellt. Gaskombikraftwerke in der Schweiz und Importe wurden nach Wirtschaftlichkeitskriterien eingerechnet, die Grenzkosten der Anlagen («Merit order») und der Marktpreis bestimmen ihren Einsatz. Diese Methodik soll das Marktgeschehen bestmöglich abbilden und ist Grundlage der im Folgenden dargestellten Ergebnisse. Die Auswirkungen des jeweiligen Nachfrage- und Angebotsmix in diesen Szenarien auf die Netze, das elektrizitätswirtschaftliche System und die Kosten werden in Kapitel 8 dargestellt. Ergänzend werden die Szenarien in Kapitel 9 umfassend bewertet.



³¹ Vgl. Kasten in Kapitel 8.2

ABBILDUNG 7.1: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 1



Quelle: VSE

7.1 Szenario 1

Wie in Kapitel 4.3 erläutert, gelten in diesem Szenario moderat verstärkte energiepolitische Ziele. Im Vergleich zum heutigen Trend sind in der Schweiz eine Erhöhung der Stromeffizienz und ein Ausbau der erneuerbaren und dezentralen Stromproduktion erforderlich. Darüber hinaus muss entweder ein substantieller Anteil weiterer Erzeugungsanlagen neu errichtet oder ergänzend Strom (per saldo) importiert werden, um die Versorgung der Schweiz sicherzustellen.

Die **Nachfrage** steigt kontinuierlich: Netto wächst der Stromverbrauch von 2011 bis 2050 um 25%. Nachfragesteigernde Wirkung haben neben dem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum auch Substitutionseffekte im Wärmemarkt oder in der Elektromobilität.³² Dämpfende Wirkung haben eine Erhöhung der Energie- und Stromeffizienz, beispielsweise im Wärmemarkt, in der Beleuchtung oder bei anderen Stromwendungen. Im Grossgerätebereich und bei Antrieben und Motoren setzen sich Effizienzstandards durch.

Die **Stromproduktion** aus erneuerbaren Energien wächst auf 13 TWh bis 2050. Dies erscheint aus heutiger Sicht ambitioniert, ist aber mit einer Verstärkung energiepolitischer Instrumente erreichbar. Eine deutliche Steigerung ist nur sehr langfristig erreichbar, etwa in der Zeit nach 2035. So gelingt es, die zusätzliche Stromnachfrage durch den Zubau erneuerbarer Energien bis 2050 teilweise zu decken.

Importe und inländische Gaskombikraftwerke ersetzen wegfallende Kernkraftkapazitäten und sorgen für die ergänzenden Strommengen und (flexiblen) Leistungen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insgesamt werden zwischen 2020 und 2050 moderne inländische Gaskombikraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 2900 MW

gebaut. Dies entspricht etwa sieben bis acht grossen Gaskombikraftwerken à 400 MW. Der Einsatz dieser Gaskombikraftwerke folgt dabei den Marktentwicklungen, so dass beispielsweise im Jahr 2050 weniger Strom in diesen Kraftwerken produziert wird, weil etwa mehr erneuerbare Energien verfügbar und die Importe preislich attraktiver sind.

Für das Schweizer **Transportnetz** besteht die wesentliche Herausforderung darin, die heute schon bestehenden – und sehr ambitionierten – Planungen («Strategisches Netz 2020») umzusetzen. Eine Umsetzung der Netzausbauplanungen in den umliegenden EU-Ländern ist hier wie auch bei allen anderen Szenarien dringend erforderlich.³³ Darüber hinaus sind hier und im **Verteilnetz** weitere Massnahmen nötig.

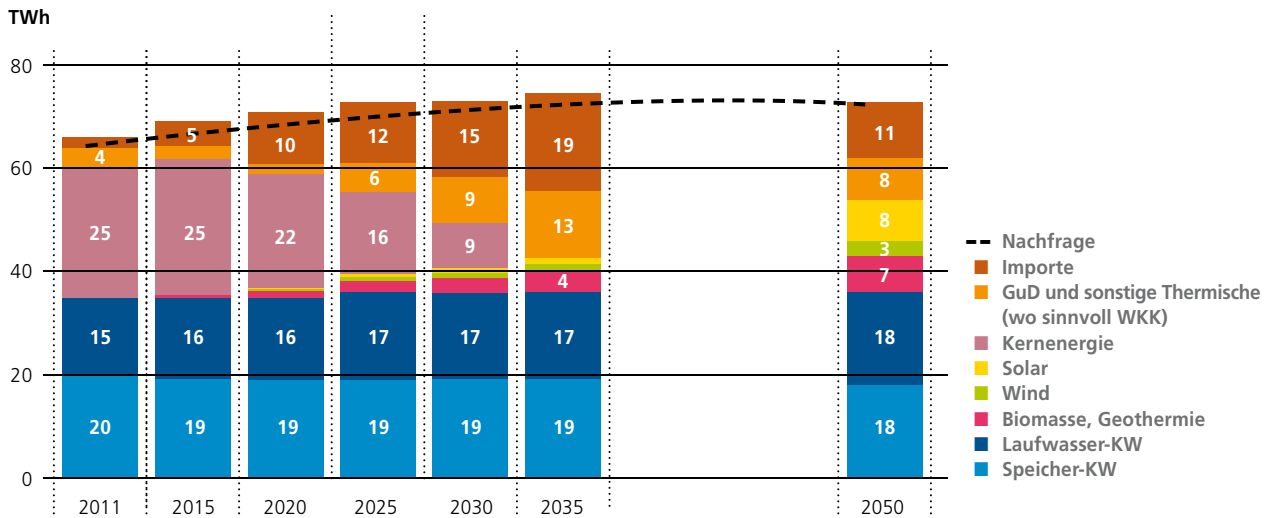
Die **Sicherheit und Stabilität der Versorgung** wird in diesem System durch bestehende Wasserkraft- und hinzukommende Gaskombikraftwerke und Importe gut bewerkstelligt. Die Integration erneuerbarer Energien ist im Verhältnis zum Anlagenbestand, zum Zubau an Gaskombikraftwerken und angesichts des guten Schweizer Stromnetzes beherrschbar.

Allerdings bleibt zu berücksichtigen, dass im Jahresdurchschnitt 2035 23% der Versorgung der Schweiz mit Strom aus dem Ausland kommen sollen. Zu Zeiten mit generell knappem Angebot und hoher Nachfrage (beispielsweise an bedeckten, kalten Wintertagen mit wenig Windaufkommen) ist dieser Anteil natürlich höher. Bei knapper Versorgungslage in angrenzenden Ländern wird Strom dann temporär teuer werden. Im Übrigen wächst mit steigendem Anteil von Gaskombikraftwerken die Abhängigkeit von der Belieferung mit Erdgas.

³² Vgl. Kapitel 5.2

³³ Vgl. Kapitel 8.1

ABBILDUNG 7.2: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 2



Quelle: VSE

7.2 Szenario 2

In Szenario 2 werden sehr ambitionierter Ziele für die Reduktion des Treibhausgasausstosses in globalen Klimaabkommen gesetzt. Die erneuerbaren Energien in den Nachbarländern werden schneller zugebaut als in Szenario 1.³⁴ Dies basiert auf einem bedeutenden Wandel der öffentlichen Meinung und der politischen Stimmung hin zu mehr Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

Trotz dieser Bemühungen wird der Anstieg des Stromverbrauchs nicht ganz kompensiert. Die erneuerbaren Energien leisten 2050 den wichtigsten Anteil der Stromversorgung.

Durch die deutliche Steigerung der Energie- und Stromeffizienz steigt der **Stromverbrauch** von 2011 bis 2050 um netto 15%. Bis 2035 ist diese Steigerung kontinuierlich, ab diesem Zeitpunkt lässt sich eine gewisse Abflachung des Wachstums erreichen. Der Anstieg des Stromverbrauchs, ausgelöst durch Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum, Substitutionseffekte und Mehrverbrauch, wird in diesem Szenario also teilweise durch forcierte Effizienzmassnahmen kompensiert. Zusätzlich zu den in Szenario 1 angeführten Massnahmen wird die Energie-/Stromeffizienz vor allem in den Sektoren Haushalte und Dienstleistung gesteigert.

In diesem Szenario gelingt **angebotsseitig** ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien um 23 TWh bis 2050: Ihr Beitrag steigt, ist aber bis 2035 im Verhältnis noch gering. Um die Nachfrage zu decken, ersetzen darüber hinaus zunächst starke Importe und Gaskombikraftwerke, erst ab 2035 zunehmend auch Schweizer Erneuerbare die wegfallenden Kernkraftkapazitäten. Total werden im Jahresmittel 2050 ungefähr 70% der Nachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt, aber erst ab 2035 spürbar mehr als heute. Zu-

sätzlich wird hier – wie auch in Szenario 1 – zunehmend importiert. Ausserdem werden Gaskombikraftwerke mit einer Gesamtkapazität von ungefähr 1 800 MW gebaut. Dies entspricht etwa vier bis fünf grossen, modernen inländischen Anlagen à 400 MW.

Im Schweizer **Transportnetz** besteht auch in Szenario 2 die Hauptaufgabe darin, das «Strategische Netz 2020» umzusetzen. Im Verteilnetz sind ab dem Jahr 2035 substantielle Investitionen nötig, um die Erzeugung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Auch hier ist – wie in Szenario 1 – eine Umsetzung der Planungen in den umliegenden EU-Ländern dringend erforderlich. Im **Verteilnetz** sind insbesondere nach 2035 substantielle Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen zu tätigen.³⁵

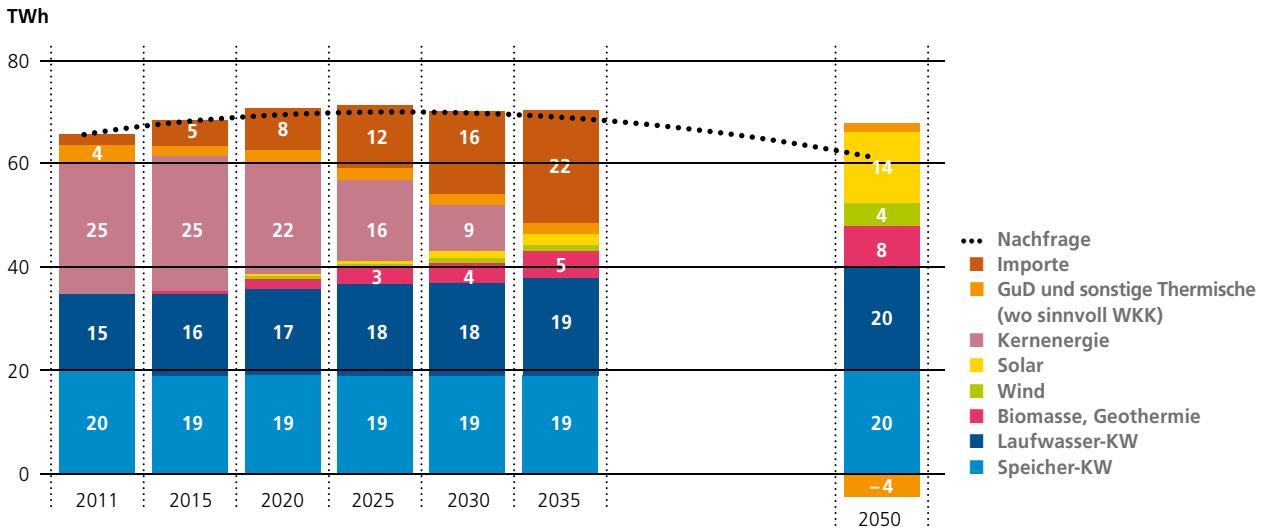
Die **Sicherheit und Stabilität der Versorgung** wird auch in diesem mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien konfrontierten System durch bestehende Wasserkraft- und hinzukommende Gaskombikraftwerke und Importe bewerkstelligt. Dabei machen sich die zunehmenden stochastischen Einspeisungen vor allem aus der Solarenergie speziell ab 2035 bemerkbar. Ein Indikator dafür sind steigende Preise für Systemdienstleistungen.

Auch hier erreichen die Importe ein sehr hohes Niveau von bis zu einem Viertel der Nachfrage. Eine mögliche knappe Stromversorgungslage in angrenzenden Ländern würde also in diesem Szenario die gleichen Herausforderungen bieten wie in Szenario 1. Dies könnte zum Beispiel an windstillen, bedeckten Wintertagen der Fall sein. Auch hier steigt die Auslandsabhängigkeit auch über die Notwendigkeit der Erdgasversorgung für die Gaskombikraftwerke.

³⁴ Vgl. Kapitel 4.4

³⁵ Vgl. Kapitel 8.1

ABBILDUNG 7.3: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 3



Der Nettoexport resultiert aus einem Überschuss der Produktion aus einheimischer erneuerbarer Energie im Sommer.

Quelle: VSE

7.3 Szenario 3

Dieses Szenario beruht auf einem fundamentalen Wandel gesellschaftlicher Werte mit einer verzichtsorientierten Grundeinstellung. Die energie- und umweltpolitischen Ziele werden im Vergleich zu Szenario 1 und 2 substantiell erhöht. Dem liegt das Leitbild einer langfristigen Vision der 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft und der 2000-Watt-Gesellschaft zugrunde. Dabei wird für das Jahr 2050 das Ziel einer zu 100 % auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung, bezogen auf die Jahresbilanz in diesem letzten Stichjahr, angenommen. In der Zeit bis dahin decken Importe – ausschliesslich von erneuerbaren Energien – die Versorgung um über 30 % ab. Ab 2035 können dann die im Inland produzierten erneuerbaren Energien sukzessive zur Deckung der Nachfrage beitragen.

Auch Szenario 3 orientiert sich dabei an den von der EU verfolgten Energiezielen und -strategien, die im Rahmen dieses Szenarios ebenfalls ambitionierter als im ersten Szenario angenommen werden. So ist der Ausbau erneuerbarer Energien auch im angrenzenden Ausland höher als in den übrigen Szenarien.³⁶

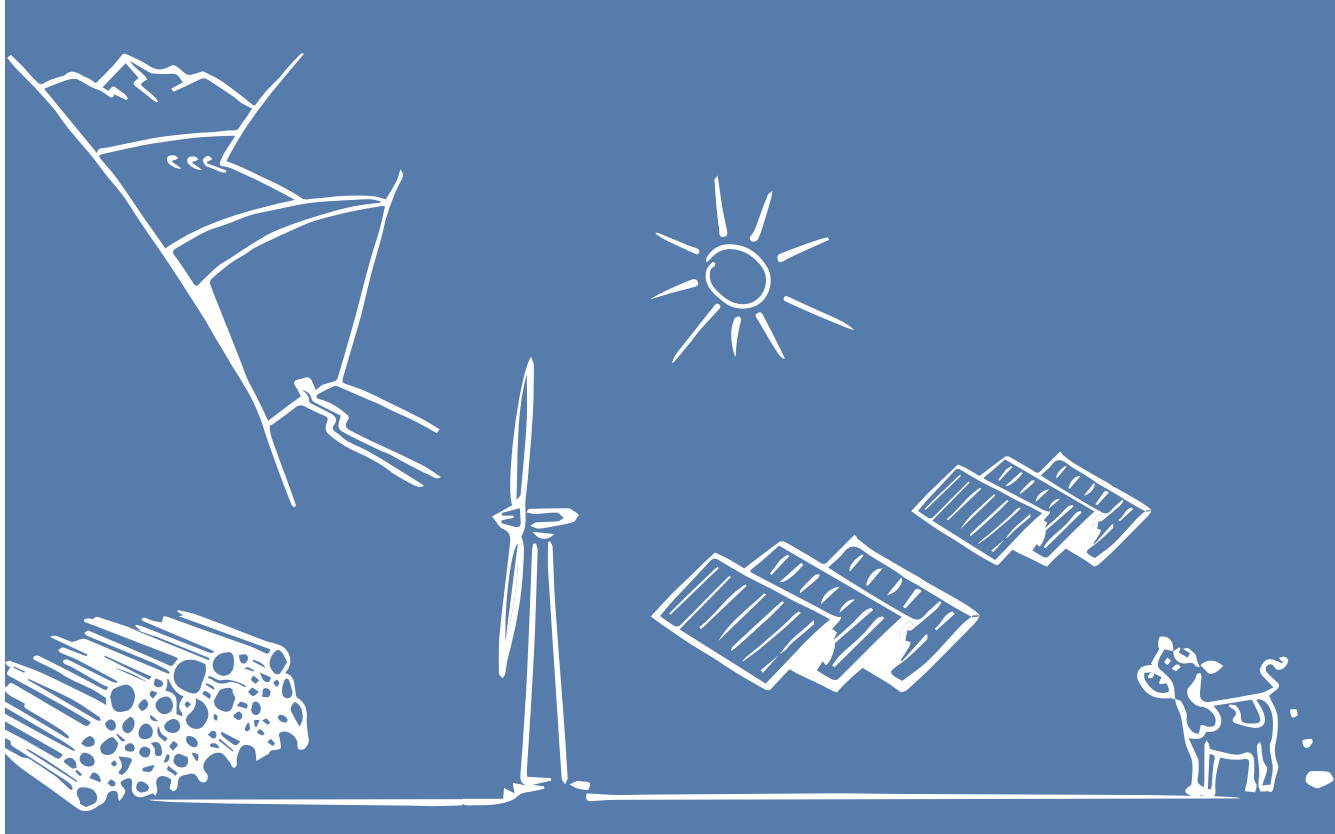
Einschneidende Massnahmen zur Steigerung der Energie- und Stromeffizienz sind nötig.

In Szenario 3 wird 2050 netto rund 7 % weniger **Strom verbraucht** als 2011. Allerdings wird vor dem Trendumbruch bis 2025 eine weitere Steigerung um gut 7 % erwartet, bevor energiepolitische Massnahmen und Verbrauchsänderungen wirksam greifen und dann innerhalb von 25 Jahren eine Nettoerhöhung um rund 15 % realisierbar erscheinen lassen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird erst ab 2025 durch forcierte Effizienzmassnahmen überkompensiert. Vor diesem Zeitpunkt dürften die notwendigen Massnahmen für diese Trendumkehr nicht ausreichen. Zusätzlich zu den in Szenario 2 angeführten Massnahmen wird die Energie-/Stromeffizienz in allen Sektoren gesteigert und führt zu entsprechenden spezifischen Minderverbräuchen.

In diesem Szenario wird **erzeugungseitig** ein Zubau erneuerbarer Energien bis 2050 um 32 TWh möglich. Ein besonders starker Zuwachs gelingt im Bereich Photovoltaik. Zusammen mit den bestehenden Anlagen (im Wesentlichen Wasserkraft) und erneuerbaren Importen wird die Nachfrage im Jahresdurchschnitt gedeckt. Es gibt keinen Zubau von Grossanlagen zur konventionellen Stromerzeugung.

Die Importe steigen von 2015 auf 2035 deutlich stärker als in den beiden anderen Szenarien an, weil inländische Kapazitäten fehlen. 2035 ist der Importanteil in Szenario 3 der höchste von allen Szenarien. Danach sinkt die Nachfrage, und es steigt der Zubau erneuerbarer Energien, folglich sinkt der Importbedarf. 2050 übersteigen die Exporte sogar die Importe, was sich in der Grafik mit einem negativen Importsaldo niederschlägt. Angesichts der hohen Mengen an Einspeisungen aus stochastischen Energien in ganz Europa wird der Stromaus-tausch mit dem Ausland immer wichtiger: Der Strom fliesst in wechselnden Richtungen über weite Strecken.

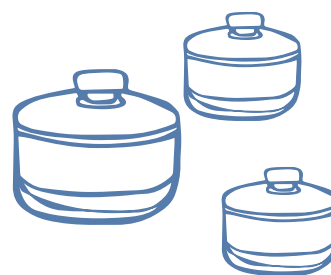
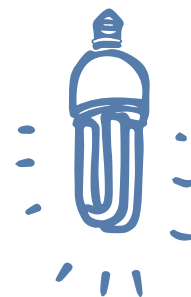
³⁶ Vgl. Kapitel 4.5



Bezüglich des Schweizer **Transportnetzes** decken sich die Herausforderungen mit denjenigen in den übrigen Szenarien. Eine Umsetzung der Netzplanungen in den umliegenden EU-Ländern ist dringend erforderlich, um den in ganz Europa ambitionierten Fahrplan zur Integration erneuerbarer Energien und den wachsenden Stromaustausch meistern zu können. Im **Verteilnetz** sind substanzielle Ausbau- und Verstärkungsmassnahmen zu tätigen – ähnlich wie in Szenario 2, aber mit einem grösseren Investitionsvolumen.³⁷

Die **Sicherheit und Stabilität der Versorgung** wird auch in diesem System, das ab 2035 mit sehr stark zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien konfrontiert ist, durch bestehende (Wasserkraft-)Anlagen und Importe bewerkstelligt. Dennoch sei in diesem Zusammenhang auf die potenziell steigenden Risiken eines komplexer werdenden Versorgungssystems hingewiesen. Die zunehmenden stochastischen Einspeisungen führen zu steigenden Preisen für Systemdienstleistungen. Die Absorption hoher Mengen an nicht planbarer und kaum steuerbarer Einspeisung führt zu veränderter Auslastung und Fahrweise der Anlagen, insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke.

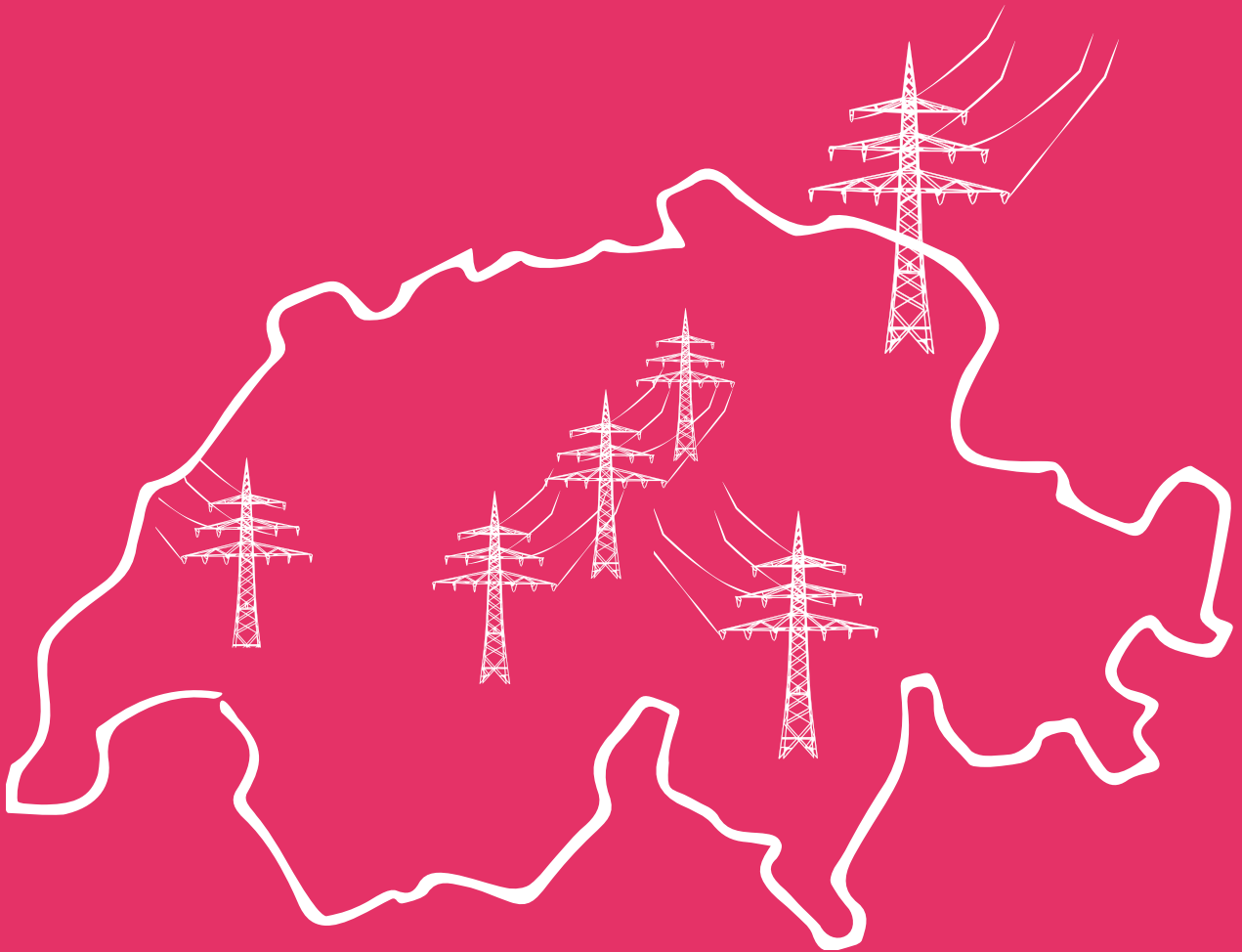
In Szenario 3 erreichen die Importe das im Verhältnis zur Nachfrage höchste Niveau von über 30 % in der Jahresbilanz, etwa im Jahr 2035. Eine knappe Versorgungslage in angrenzenden Ländern kann also auch hier durchaus Probleme mit sich bringen. Erst die stark sinkende Nachfrage in den dann folgenden Jahren bringt in dieser Hinsicht Entlastung. Der dann auch im Bereich erneuerbarer Energien deutlich ausgebaute Kraftwerkspark führt dazu, dass die Schweiz 2050 zeitweise (wieder) zum Nettoexporteur wird.



³⁷ Vgl. Kapitel 8.1

8.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die gesamte Stromlieferkette einwandfrei funktionieren. Dazu gehören Produktion, Speicher, Netze und Verbraucher.



Systemauswirkungen und Kosten der Szenarien

Die im vorangehenden Kapitel geschilderten Szenarien werden in der Folge mit Blick auf die wesentlichen Systemzusammenhänge näher untersucht. Dazu wird betrachtet, wie die Netz- und Elektrizitätswirtschaft über die gesamte Lieferkette (Produktion, Speicher, Netze, Verbraucher) funktioniert, um Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltaspekte beurteilen zu können. Entsprechend wird zunächst auf das Teilsystem Netze eingegangen, um dann das Gesamtsystem auf Elektrizitätswirtschaftlicher Ebene zu durchleuchten. Schliesslich werden die Auswirkungen auf die Kosten der Stromversorgung abgeleitet.

8.1 Szenario-spezifische Effekte in den Netzen

8.1.1 Szenario-spezifische Effekte im Übertragungsnetz

An das Übertragungsnetz sind die Grosskraftwerke, einschliesslich der Wasserkraftwerke in den Alpen, sowie Verteilnetze und einzelne Grossverbraucher angeschlossen. Damit ist sichergestellt, dass die Kraftwerke jederzeit ihre Energie abgeben und die Verbraucher genügend Energie beziehen können. Das Schweizer Übertragungsnetz ist mit den Übertragungsnetzen der umliegenden Länder gut verbunden. Somit kann ein hoher Leistungsaustausch stattfinden. Beim Strom, welcher über europäische Landesgrenzen fliesst, hat die Schweiz einen Anteil von 10%, verglichen mit den rund 2 bis 3%, die der Schweizer Stromverbrauch am kontinentaleuropäischen Verbrauch ausmacht. Damit stellt die Schweiz eine wichtige Stromdrehscheibe dar. 20% der kontinentaleuropäischen Erzeugungskapazitäten sind Kapazitäten, die die Schweizer Grenzen betreffen.

Der Anschluss der geplanten Schweizer Pumpspeicherkraftwerke sowie die Beseitigung von weiteren, schon heute bestehenden Engpässen erfordern einen erheblichen Ausbau des Übertragungsnetzes. Eine geografisch gleichmässig verteilte, verstärkte dezentrale Einspeisung in den unteren Netzebenen hat dagegen wenig Einfluss auf das Transportnetz und macht keine zusätzlichen Ausbauten nötig.

Der Ausbaubedarf ist im Ausbauplan «Strategisches Netz 2020» (Swissgrid 2012) definiert. Können die geplanten Projekte umgesetzt werden, so verfügt die Schweiz über eines der leistungsfähigsten Übertragungsnetze Europas. Der Ausbau ist in allen Szenarien gleichermassen nötig. Für das «Strategische Netz» fallen gemäss Swissgrid bis 2035 Zusatzinvestitionen von rund 2 Milliarden und bis 2050 weitere 0,6 Milliarden Franken an.³⁸

Weiterhin müssen im Ausland Netzausbauprojekte dringend vorangetrieben werden. Wird ein wichtiger Anteil des Stroms für den Verbrauch in der Schweiz im Ausland produziert (beispielsweise Windenergie in der Nordsee und Solarenergie im Mittelmeerraum), erhöht sich der Bedarf an Importkapazitäten. Dies sowie vor allem der europaweite Ausbau von erneuerbaren Energien an verbrauchsfernen Standorten steigert den Bedarf an Transportkapazität. Wegen der grossen Distanzen

wird beispielsweise der Bau kontinentaleuropäischer Punkt-zu-Punkt-Verbindungen notwendig, die ein Baustein auf dem Weg zu zukünftigen «Supergrids» sein können. Diese Verbindungen bestehen aus Hochspannungs-Gleichstromleitungen, die eine sehr hohe Leistungsfähigkeit aufweisen. Damit werden nicht nur die länderübergreifenden Engpässe aufgehoben, sondern auch die weiteren nationalen Engpässe im Ausland.

Der Netzausbau in der Schweiz sowie in der EU ist mit heftiger Opposition konfrontiert. Diese kann Projekte deutlich verzögern und letztlich die Versorgungssicherheit gefährden. Wichtig ist daher, in der Bevölkerung das Bewusstsein zu verankern, dass der Bau von neuen bzw. der Umbau von bestehenden Leitungen dringend nötig ist, und hierfür die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhöhen.

8.1.2 Szenario-spezifische Effekte in den Verteilnetzen durch Ausbau erneuerbarer, dezentraler Erzeugung

Das folgende Kapitel untersucht die Auswirkungen der Szenarien auf die Verteilnetze, die in der im Kasten beschriebenen Studie näher untersucht werden. Ein regulärer Erhalt und die Erneuerung der Netze werden darüber hinaus vorausgesetzt.

Verteilnetzstudie: Ziele, Vorgehen

Das Beratungsunternehmen Consentec GmbH wurde vom VSE beauftragt, die Untersuchung «Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze in der Schweiz» durchzuführen (Consentec 2012).

Ziel der Studie war es, anhand existierender Netzausschnitte folgende Fragen zu untersuchen: Ab welchem Punkt des Ausbaus erneuerbarer, dezentraler Energien müssen Verteilnetze angepasst werden bzw. muss in diese investiert werden? Wie sind diese Investitionen qualitativ zu beschreiben? Welche Kosten entstehen bei welchem Anteil Erneuerbarer?

Um die gesamtschweizerische Aufnahmekapazität abzuschätzen, wurden aus vier realen Verteilnetzen 13 repräsentative Netzausschnitte der Netzebenen 5 und 7 untersucht (EW Davos, EWZ, Regioenergie Solothurn, CKW). Ausgehend von diesen Ist-Daten und basierend auf den Zubauten erneuerbarer Energien in den Szenarien wurden Lastflussberechnungen zur Bestimmung der Grenzen der Aufnahmefähigkeiten durchgeführt. Damit können zuverlässige Ergebnisse gewährleistet werden.

Darauf aufbauend wurde untersucht, wie die Netze grundsätzlich und szenariounabhängig ausgebaut werden können, um eine höhere dezentrale Produktion aufzunehmen, und welche technischen Massnahmen die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze zu welchen Kosten erhöhen könnten.

Für Szenario-spezifische Werte der Gesamtschweiz wurden die Höchstlast und die Leitungslängen der Verteilnetze (Netzausschnitte) hochgerechnet.

³⁸ Vgl. Kapitel 8.3.1.2

8.1.2.1 Ausgangslage und Schwellenwerte für den Ausbau

Ausgangslage

Die ursprünglich für die Versorgung von Verbrauchern ausgelegten Verteilnetze der unteren Spannungsebenen (Netzebenen 4 bis 7) stehen vor der Herausforderung, zukünftig kleinere und mittlere Erzeugungsanlagen aufzunehmen. Dabei müssen die Verteilnetzbetreiber vermeiden, dass die Gesamtleistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen die Aufnahmekapazität des Netzes überschreitet, nur so können sie die Netzstabilität jederzeit gewährleisten.

Die Aufnahmekapazität eines Netzes wird im Wesentlichen begrenzt durch das Überschreiten von Spannungsgrenzen und/oder Stromgrenzwerten. Gemäss den Untersuchungen in realen Netzen ist die Auslastung der Netze heute moderat. Eine Einspeisung aus erneuerbaren Energien gibt es häufig nicht. Für die Berechnungen wurde Folgendes angenommen:

- Bezüglich der Verteilung der Erzeugungsanlagen auf die Netzebenen wurden folgende Annahmen getroffen: Dezentrale Anlagen mit einer kleineren Leistung als 400 kW werden an das Verteilnetz, Anlagen zwischen ungefähr 400 kW bis 10 MW an das Mittelspannungsnetz und Anlagen über 10 MW an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
- Hinsichtlich der grossräumigen Verteilung der Erzeugungsanlagen wird, ausgehend von Erfahrungen in anderen Ländern, davon ausgegangen, dass im Durchschnitt an jedem vierten Leitungsabgang Erzeugungsanlagen in grösserer Zahl angeschlossen werden, da im Einzugsgebiet dieser Leitungsabgänge aufgrund der guten Bedingungen (Sonneneinstrahlung, Wind etc.) die ertragreichsten Anlagen gebaut werden können. Das heisst also, dass 25 % der heutigen Netze vom Ausbau dezentraler Energien betroffen sind. In den verbleibenden Netzgebieten werden weniger Erzeugungsanlagen und nur solche mit geringer Leistung angeschlossen, was keinen Ausbaubedarf mit sich bringen.

Anforderungen und Schwellenwerte für den Netzausbau

Die detaillierten Analysen der realen Netzausschnitte zeigen, dass in den heutigen Mittel- und Niederspannungsnetzen im Durchschnitt durchaus Reserven für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Das schliesst natürlich nicht aus, dass in Einzelfällen auch bereits heute ein Netzausbau wegen dezentraler Einspeisung erforderlich werden kann. In ländlichen Netzen wird die Aufnahmefähigkeit für Erzeugungsanlagen überwiegend durch die Spannungshaltung begrenzt (lange Leitungen). In städtischen Netzen ist auch (aber nicht nur) die zulässige Strombelastbarkeit ein begrenzender Faktor.

Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss die Grösse der dezentralen Einspeiser auf die Netzauslastung hat. Erzeugungsanlagen erhöhen die Spannung am Einspeisort und die Verbraucher senken die Spannung am Verbrauchsanschluss.

Bei gleichmässiger Verteilung der einspeisenden Anlagen funktioniert dies sehr gut. Die Spannung kann durch die im Netz nachfolgenden Verbraucher wieder abgebaut werden, so dass sie erst relativ spät kritische Werte erreicht. Wird hingegen nur mit einer grossen Anlage eingespeist, muss, damit auf der ganzen Länge der Leitung die maximale Spannung nicht überschritten wird, je nach Last die Summe der Einspeisungen eingeschränkt werden. Vergleicht man diese Summe der verteilten Einspeisungen mit der Einspeiseleistung einer einzigen Anlage, so stellt sich heraus, dass bei gleichmässiger Verteilung ungefähr doppelt so viel Leistung in den jeweiligen Verteilnetzen eingespeist werden kann. Je gleichmässiger die Verteilung ist, umso mehr Produktion kann angeschlossen werden. Werden einzelne grosse Anlagen angeschlossen, so wird ein Netzausbau früher nötig.

Sehr grosse Anlagen mit Leistungen ähnlich denjenigen von grösseren Kraftwerken (über 10 MW auf Netzebene 3) könnten zudem in höhere Spannungsebenen einspeisen.

Zusammenfassend ergeben die Studienberechnungen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 5000 MW an heutige Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen werden können, ohne dass umfangreiche Netzausbauten erforderlich sind. Diese Schwelle, ab der ein massiver Netzausbau und -ausbau erforderlich wird, hängt von der Zahl, der Verteilung und der Leistung der Erzeugungsanlagen ab. Diese Aspekte sind in jedem Netz spezifisch zu betrachten. In den Modellrechnungen wird von einer gleichmässigen Verteilung der Einspeisestellen ausgegangen.

Netzverstärkungsmassnahmen

Durch Netzverstärkungsmassnahmen kann die Aufnahmefähigkeit gesteigert werden auf:

- bis zu rund 7000 MW Erzeugungsleistung an Niederspannung (Netzebenen 6 und 7), und
- zusätzlich bis zu rund 7500 MW Erzeugungsleistung an Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5).

Voraussetzung ist, dass an jedem vierten Leitungsabgang Erzeugungsanlagen in grösserer Zahl angeschlossen werden. Nun kann es vorkommen, dass in einer Region mehr als 25 % der heutigen Netze vom Ausbau dezentraler Energien betroffen sind – beispielsweise, weil dort gute Voraussetzungen für erneuerbare Energien herrschen. Dort würde dann früher und schneller eine Netzverstärkung erforderlich. Zudem wird in Szenario 3 so viel dezentrale Produktion zugebaut, dass 50 % der Netze betroffen sind und damit an jedem zweiten Netzstrang dezentrale Produktion angeschlossen werden muss. Möglicherweise ist also in Einzelfällen auch eine frühere und schnellere Netzverstärkung erforderlich. Auch muss berücksichtigt werden, dass bei energiemässiger geringerer Auslastung der Verteilnetze (infolge Eigennutzung der Einspeiser) die Kosten, die auf die übrigen Netzanschlussnehmer umgewälzt werden, steigen.

8.1.2.2 Netzverstärkung und -ausbau pro Szenario

In **Szenario 1** müssen laut Hochrechnung von Consentec (Consentec 2012) bis zum Jahr 2035 Leitungen (Netzebenen 5 bis 7) mit einer Länge von ungefähr 5 000 Kilometern verstärkt werden, bis zum Jahr 2050 sind es gut 20 000 Kilometer. Darüber hinaus sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 Verstärkungen notwendig.

Für **Szenario 2** werden bis zum Jahr 2035 voraussichtlich 15 000 Kilometer Leitungen (Netzebenen 5 bis 7) zu verstärken sein. Bis zum Jahr 2050 sind es knapp 55 000 Kilometer. Hiervon entfallen rund 35 000 Kilometer auf die Mittelspannungsebene, was etwa der Hälfte der heutigen Gesamtlänge aller Mittelspannungsnetze der Schweiz entspricht.

Darüber hinaus sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 weitere Verstärkungen notwendig.

Szenario 3 erfordert bis zum Jahr 2035 voraussichtlich eine Verstärkung von 7 000 Kilometern Leitungen (Netzebenen 5 bis 7), bis zum Jahr 2050 werden Leitungen auf einer Länge von 85 000 Kilometern betroffen sein. Hiervon entfallen rund 55 000 Kilometer auf die Mittelspannungsebene, was etwa 80 % der heutigen Gesamtlänge aller Mittelspannungsnetze der Schweiz entspricht. Auch hier sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 weitere Verstärkungen notwendig.

Dass der Ausbau- und Investitionsbedarf bei Szenario 3 zwar bis 2050 signifikant über demjenigen des Szenarios 2 liegt, bis 2035 im Vergleich aber geringer ausfällt, ist auf die unterschiedlichen zeitlichen Entwicklungen von Last (Stromverbrauch) und Erzeugungsleistung in den beiden Szenarien zurückzuführen.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass über die Netzebene 3 als Verbindung zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen je nach Situation Energie zu den Verbrauchern oder überschüssige Energie aus der Produktion in das Übertragungsnetz transportiert wird. In den Alpenregionen sind diese Netze vorwiegend für den Abtransport der heutigen Wasserkraftproduktion ausgelegt. In schwachen Verbrauchszeiten mit zusätzlichen Erzeugungsanlagen kommen sie rasch an die Übertragungsgrenze. Je nach Zubau von Erzeugungsanlagen ist auch die Netzebene 3 auszubauen. Die Ausbaukosten fallen im Verhältnis zu den Kosten der Netzebenen 4 bis 7 nicht so stark ins Gewicht und wurden deshalb nicht genauer untersucht.

8.1.2.3 Konventionelle und innovative Massnahmen bei Netzverstärkung und -ausbau

Zur Erhöhung der Aufnahmekapazität der Netze können entweder konventionelle oder innovative Massnahmen ergriffen werden. Unter konventionellem Netzausbau wird der Ersatz vorhandener Leitungen und Transformatoren verstanden.

Innovative Massnahmen sind erst seit kurzer Zeit am Markt erhältlich oder werden noch in Pilotprojekten getestet. Hierzu gehören zum Beispiel spannungsgeregelte Transformatoren.

Die maximal anschliessbare Erzeugungsleistung kann durch innovative Massnahmen durchwegs, und zwar in einer Bandbreite von zwischen 10 und 90 %, erhöht werden. Zu den Einflussfaktoren gehören unter anderem die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen entlang des jeweiligen Netzabgangs und die zeitliche Übereinstimmung des Erzeugungs- und Lastprofils. Je nach Netzsituation und Art der Erzeugungsanlagen sind Massnahmen auszuwählen oder fallweise zu kombinieren.

Die Verbreitung und die Förderung innovativer Netzausbaumassnahmen unterstützen also die Integration erneuerbarer Energien und wirken langfristig kostendämpfend. Dabei zeigt sich, dass die innovativen Massnahmen im Mittelspannungsnetz die Aufnahmekapazität effektiver und stärker erhöhen als bei einem Einsatz im Niederspannungsnetz.

Entsprechend kann auch der Investitionsbedarf durch den Einsatz innovativer Massnahmen gegenüber dem klassischen Netzausbau deutlich reduziert werden, und zwar im Durchschnitt um 40 bis 50 %. Investitionssenkend wirken insbesondere Massnahmen, mit denen das Spannungsniveau in den Mittel- und Niederspannungsnetzen durch Spannungsregelung bei den Transformatoren und Erzeugungsanlagen aktiv beeinflusst werden kann.

Stehen in einem potenziellen Erzeugungsgebiet Netzerneuerungen an, sollte daher geprüft werden, ob nicht ebenfalls Massnahmen für künftig einspeisende Erzeuger getroffen werden sollten. In der Regel ist die Investitionssumme für die jeweilige Einzelmassnahme höher als bei einer konventionellen Lösung: Die im ersten Moment teurere Investition rechnet sich jedoch, weil die Leistungsgrenze erst später erreicht wird als bei einer konventionellen Massnahme.

8.1.2.4 Szenario-spezifische Kosten von Netzverstärkung und -ausbau

Für alle Szenarien hängt der Investitionsbedarf also weniger vom Zeitpunkt, sondern vielmehr von der Höhe und der Verteilung der installierten Erzeugungsleistung in einem Versorgungsgebiet ab. Die oben dargestellten Ergebnisse ergeben folgendes Investitionsvolumen für den Ausbau in den betrachteten Szenarien:

TABELLE 8.1: Investitionsvolumen für klassischen bzw. innovativen Netzausbau in den drei Szenarien

	2015	2020	2025	2035	2050
Szenario 1					
zusätzliches Jahr / zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0.3	0.6	0.9	1.9	5.7
Ausbauinvestitionen: klassisch (Mrd. CHF)	*	*	*	1.0	6.2
Ausbauinvestitionen innovativ (Mrd. CHF)	*	*	*	0.6	3.7
Szenario 2					
zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0.3	0.7	1.3	3.0	11.9
Ausbauinvestitionen klassisch (Mrd. CHF)	*	*	*	4.0	15.3
Ausbauinvestitionen innovativ (Mrd. CHF)	*	*	*	2.2	8.8
Szenario 3					
zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0.4	0.9	1.6	4.0	18.8
Ausbauinvestitionen klassisch (Mrd. CHF)	*	*	*	2.1	24.0
Ausbauinvestitionen innovativ (Mrd. CHF)	*	*	*	1.2	14.7

* punktuell Netzausbau notwendig, in der Summe für die gesamte Schweiz jedoch nicht relevant; Zahlen gerundet

Quelle: Consentec 2012

Dies umfasst durch den Ausbau erneuerbarer Energien ausgelöste Investitionen, die im Rahmen des ordentlichen Sanierungszyklus anfallen. Wie oben erläutert, sind diese Zahlen indikativ, da Schwellenwerte früher oder später erreicht werden können. Wird beispielsweise in bestimmten sonnenreichen Regionen Photovoltaik stärker ausgebaut, kann die Grenze für den zwingenden Ausbau des Netzes früher erreicht werden.

Da das wesentliche Investitionsvolumen erst in über 20 Jahren erforderlich sein wird, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass innovative Massnahmen zum Zuge kommen werden.

8.1.2.5 Beiträge von Smart Metering und Smart Grids in den Szenarien

Ein weiterer wichtiger Aspekt zur zukünftigen Entwicklung der Verteilnetze ist das Vorhandensein von kommunikationsfähigen Stromzählern, die überdies Signale an andere Geräte weitergeben können (Smart Meter), sowie ein mit Mess-, Kommunikations- und Steuermöglichkeiten ausgerüstetes Verteilnetz (Smart Grid). Die Frage im Rahmen dieses Bereichs ist, inwieweit diese Instrumente einen Beitrag zur Integration neuer Energien und zur Erhöhung der Flexibilität im Gesamtsystem liefern können.

Ein **Smart Meter** ermöglicht nicht die automatisierte Auslesung des Stromverbrauchs der einzelnen Kunden bzw. der Stromeinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlage. In der Schweiz ist der zu erwartende Nutzen zur Verlagerung des Stromverbrauchs geringer als in anderen europäischen Ländern, weil Verteilnetzbetreiber bereits häufig mittels Rundsteuerung Endgeräte wie Elektroheizungen, Elektroboiler und Wärmepumpen ansteuern können. Damit wird ein gewisses Potenzial zur Lastverlagerung bereits genutzt. Der Smart Meter ermöglicht es darüber hinaus, dem Kunden seinen aktuellen Verbrauch zu visualisieren und ihn so beispielsweise für Stromsparpotenziale zu sensibilisieren. Bislang konnten jedoch in spezifischen und aktuellen Studien nur rund 3 % Energieeinsparungen nachgewiesen werden (Mäder 2011). Darüber hinaus vereinfacht der Smart Meter die Ablesung und die Abläufe bei Wohnungs- oder Lieferantenwechseln.

In einem **Smart Grid** können Produktion, Verbrauch und Speicherung von Strom miteinander verbunden und koordiniert werden dank einer ergänzenden Infrastruktur, die auf Messung, Kommunikation und Optimierung – unter anderem auch durch den Einsatz von Smart Metern – basiert. Smart Grids sollen das Zusammenspiel zwischen Erzeugung und Verbrauch so steuern, dass möglichst wenig Energie mit Verlusten zwischenlagert werden muss (Pumpspeichieranlagen, Batterien, Leitungsverluste etc.). Auf der Seite der Nachfrageflexibilisierung

ist der Nutzen von Smart Grid durch das zukünftig recht geringe Potenzial zur Lastverschiebung eingeschränkt.³⁹ Auf der Angebotsseite könnten auch dezentrale Speicher, die den Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen speichern, zukünftig Beiträge leisten. Allerdings ist das Potenzial in der Schweiz mittelfristig eher gering, weil Alternativen zur Verfügung stehen.⁴⁰

Eine nennenswerte Lastverlagerung oder eine bessere Reduktion des Verbrauchs ist zu erwarten, wenn intelligente Endverbrauchsgeräte verbreitet sind und mittels Smart Grid und Smart Metering angesteuert werden können. Dies ist mittel- bis langfristig, also bis 2050, zu erwarten. Dann werden Smart Meter ein normaler Bestandteil jedes Versorgungsnetzes sein.

Eine Szenario-spezifische Betrachtung zeigt, dass die Notwendigkeit, nicht nur auf der Produktionsseite, sondern auch

bei der Nachfrage mehr zeitliche Flexibilität zu erreichen, von Szenario 1 zu Szenario 3 stark ansteigt. Denn in Szenario 1 und 2 ist der Zubau des thermischen Erzeugungs- und des Importanteils grösser als der Zubau der erneuerbaren Energien. Bei Szenario 3 können mittels Smart Grid Flexibilitätsanforderungen mitgedeckt werden. Deshalb wird auch der Einsatz von intelligenteren Geräten immer wichtiger.

8.2 Szenario-spezifische Effekte auf das elektrizitätswirtschaftliche System

In diesem Kapitel wird erläutert, wie Angebot und Nachfrage in den Szenarien zusammenspielen und welche Herausforderungen zu bewältigen sind. Basis für die Untersuchungen bildet die im Kasten erläuterte Studie:

Studie zu «Angebot und Nachfrage nach Flexibilität, Versorgungssicherheit und Preiseffekte»

Die Beratungsfirma Pöry Management Consulting hat im Auftrag des VSE die drei Szenarien bezüglich Angebot von und Nachfrage nach flexibler Produktion, den Wechselwirkungen von Flexibilitätsangebot, -nachfrage und Versorgungssicherheit sowie in Bezug auf Preiseffekte untersucht (Pöry 2012).

Dazu wurde das reale elektrizitätswirtschaftliche System nachgebildet. Prämisse war dabei, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Nachfrage und Angebot ökonomisch optimiert zur Deckung zu bringen. Dabei wurden die Auswirkungen intermittierender Stromerzeugung aus Wind und Sonne besonderes Augenmerk geschenkt.

Genutzt wurde ein Modell, welches für die Zeit bis 2050 **auf Stundenbasis** errechnete, wie die vorgegebene Nachfrage durch ein vorgegebenes und durch ein errechnetes Angebot gedeckt werden kann. Die Daten beschreiben konsistent für jedes Analysejahr bis 2050 den stündlichen Bedarf sowie Wind-, Solar- und Wasserangebote, basierend auf dem Wetter in den Jahren 2005 bis 2010. Die Verwendung historischer Daten sichert die Integrität der komplexen Wechselwirkungen zwischen Wetterlagen und Nachfrage. Das heisst, dass für jedes Betrachtungsjahr 52 560 Stunden (sechsmal 8 760) simuliert wurden. So erhält man eine repräsentative Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Wetter und Stromnachfrage. Die Preisprojektionen ergaben sich aus dem Gleichgewichtspreis für Angebot und Nachfrage in der jeweiligen Stunde. Daraus resultierten für Europa ungefähr 60 Millionen Einträge in der Datenbank.

Vorgegeben wurden die Entwicklung des Bestands heutiger Anlagen, der Zubau erneuerbarer Energien entsprechend Kapitel 6.6 und das Auslaufen der Kernenergie in der Schweiz. Als Kraftwerkstechnologien wurden Gaskombi- und WKK-Anlagen sowie ergänzend Importe nach Renditekriterien zum Einsatz gebracht und gegebenenfalls neu gebaut.

Das Modell optimierte den Einsatz von Pumpspeichern, grenzüberschreitenden Stromflüssen und Einflüssen auf der Nachfrageseite. Die Strommärkte der Schweiz und weiterer zentraleuropäischer Staaten sind in voller Detailtiefe abgebildet. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse ausserhalb der Betrachtungsregion wurden an die Berechnungen des Modells angepasst.

Das Modell simulierte den Einsatz jedes Kraftwerks für jede Stunde und jeden Tag. Das Modell verwendete hierfür einen Algorithmus zur linearen Optimierung. Dieser Algorithmus minimierte die Kosten für Brennstoffe, Kraftwerksstart und Teillastbetrieb. Somit berücksichtigt das Modell zum Beispiel Effekte wie die Drosselung von Windkraftanlagen vor dem Hintergrund von möglicherweise höheren Kosten zur Abfahrt und für die anschliessende Wiederauffahrt eines Kernkraftwerks. Das Modell beachtete auch Mindestbedingungen für Stillstands- und Betriebszeiten von Grosskraftwerken, da nur so ein realistisches Einsatzverhalten insbesondere von Kernkraftwerken simuliert werden konnte. Dadurch wurde auch berücksichtigt, dass kürzlich abgefahrene Kraftwerke nicht als Reserve bereitstehen, sollte es zu unerwarteten Schwankungen kommen.

Das Modell berechnete also wirtschaftlich optimiert pro Szenario, welche Kraftwerkskapazität in der Schweiz über die in den Szenarioannahmen gemachten Vorgaben hinaus ans Netz geht und welcher Strom importiert wird.

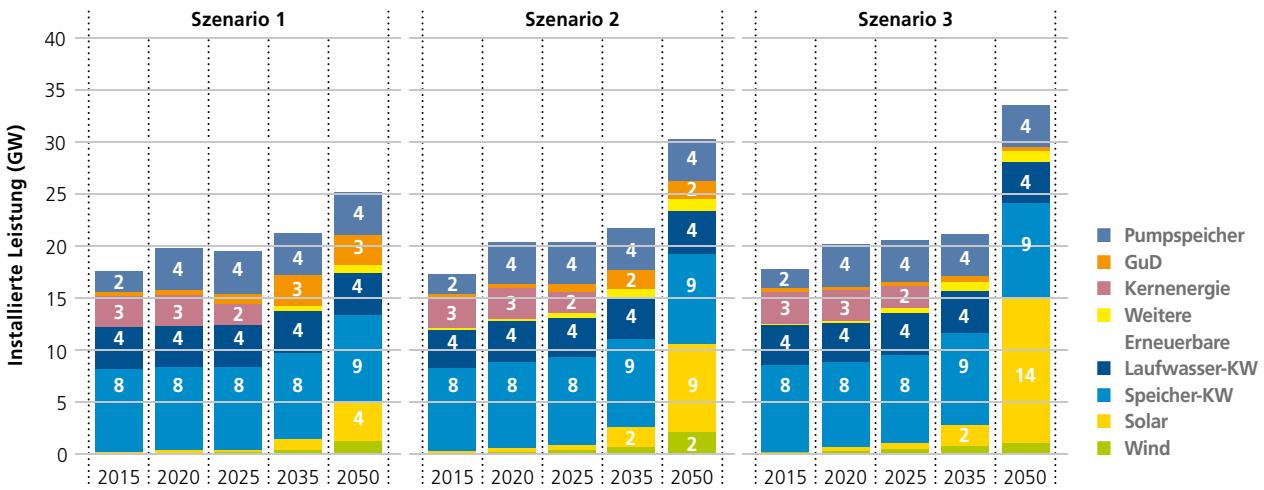
Das Ausland wurde mit schlüssigen Szenarien modelliert, das heisst, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Szenario 3 auch im umliegenden Ausland höher ist als in Szenario 1.⁴¹ Darüber hinaus werden in Szenario 3 die Importe auf zertifiziert erneuerbaren Strom begrenzt. Zudem wurden Sensitivitätsanalysen berechnet.

³⁹ Vgl. Kapitel 5.3, ⁴⁰ Vgl. Kasten in Kapitel 6.2.8 und Kapitel 8.2.3

⁴¹ Vgl. Kapitel 5.3

8.2.1 Erzeugung, Importe und Exporte sowie Preise in den Szenarien

ABBILDUNG 8.1: Total installierte Kraftwerksleistung



Quelle: Pöyry 2012

Abbildung 8.1 gibt die aus den Modellberechnungen resultierende installierte Kraftwerkskapazität in der Schweiz für die drei Szenarien an.

Gaskombikraftwerke werden am stärksten in Szenario 1 (rund 2 900 MW), schwächer in Szenario 2 (rund 1 800 MW) und gar nicht in Szenario 3 zugebaut. Im ersten Szenario findet der schwächste Ausbau erneuerbarer Energien statt und trifft zugleich auf die stärkste Nachfrage der drei Szenarien. Gaskombikraftwerke (und verstärkte Stromimporte) gleichen besonders in Szenario 1 den Rückgang nuklearer Erzeugungskapazität aus, da sie sich rentieren. Bedingung ist, dass ausreichende Gasmengen bereitgestellt werden können.

Betrachtet man die Zubaupsequenzen, so fällt auf, dass in einer ersten Phase zwischen 2015 und 2020 vor allem Pumpspeicherkraftwerke und einige Biomasseanlagen gebaut werden. Von 2021 bis 2025 kommen weitere erneuerbare Anlagen sowie, in den Szenarien 1 und 2, erste Gaskombikraftwerke hinzu. Ab 2025 werden in allen Szenarien vermehrt erneuerbare Energien ausgebaut, zusätzlich weitere Gaskombikraftwerke in den Szenarien 1 und 2. Ab 2035 überwiegt in allen Szenarien der Zubau von erneuerbaren Energien, allen voran von Photovoltaik.

Die Rendite von WKK-Anlagen reicht in den drei Szenarien generell nicht aus, um diese rentabel werden zu lassen. Das hat zur Folge, dass diese Anlagen nur dann gebaut werden, wenn sich ein spezifisches Projekt rechnet. Allenfalls wären hier Fördermechanismen nötig.

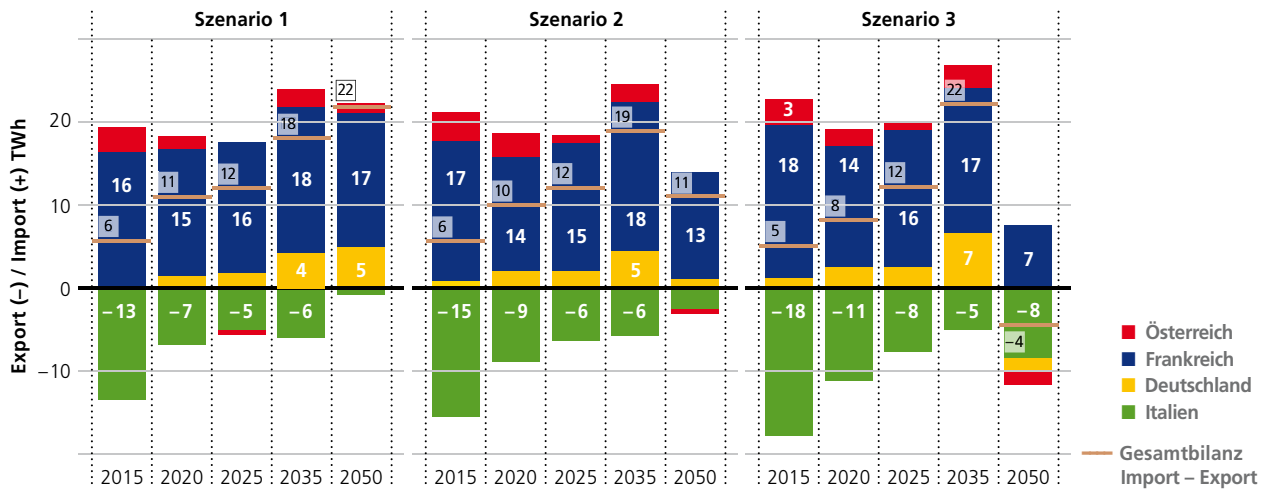
In Abbildung 8.2 ist der Energieaustausch (Importe und Exporte mit den wichtigsten Nachbarländern) schematisch dargestellt. In allen drei Szenarien liegen 2035 die Nettoimporte bei etwa 18 bis 22 TWh. Zugleich werden Überschüsse inländischer Produktion exportiert.

2050 unterscheiden sich die Szenarien: Im ersten Szenario importiert die Schweiz immer noch 22 TWh, also jede vierte Kilowattstunde. In Szenario 2 können die Importe auf rund 11 TWh begrenzt werden. Es wird also auch dann noch jede sechste Kilowattstunde importiert. Für diese Entwicklungen in Szenarien 1 und 2 sind oftmals attraktivere Preise im Ausland gegenüber inländischer Produktion in Gaskombikraftwerken ausschlaggebend. Zugleich gehen die Exporte nach Italien zurück, weil die schweizerischen Lieferungen preislich weniger konkurrenzfähig sind. Das Preisniveau der Schweiz wird beispielsweise mit einheimischen Gaskraftwerken und viel Solarproduktion im Sommer von der gleichen Technologie gesetzt wie in Italien. Wenn im Sommer die solare Strahlung zu hoher Produktion aus Photovoltaik führt, wird diese sowohl in der Schweiz als auch in Italien einen grossen Teil der Nachfrage decken. Im Winter werden Gaskombikraftwerke in beiden Ländern preissetzend sein, aber oft mit sehr ähnlichen Kostenstrukturen.

In Szenario 3 hingegen werden 2050 im Saldo 4 TWh exportiert. Die Schweiz kann (subventionierte) überschüssige erneuerbare Energien zu bestimmten Zeiten zu attraktiven Preisen exportieren und damit Erlöse erzielen – auch nach und in Italien.

Die Importe und Exporte nehmen zukünftig also eine wichtigere Rolle ein als heute. Importe sind oftmals rentabler als ein Neubau von inländischen Gaskraftwerken.

ABBILDUNG 8.2: Importe und Exporte sowie Nettoflüsse



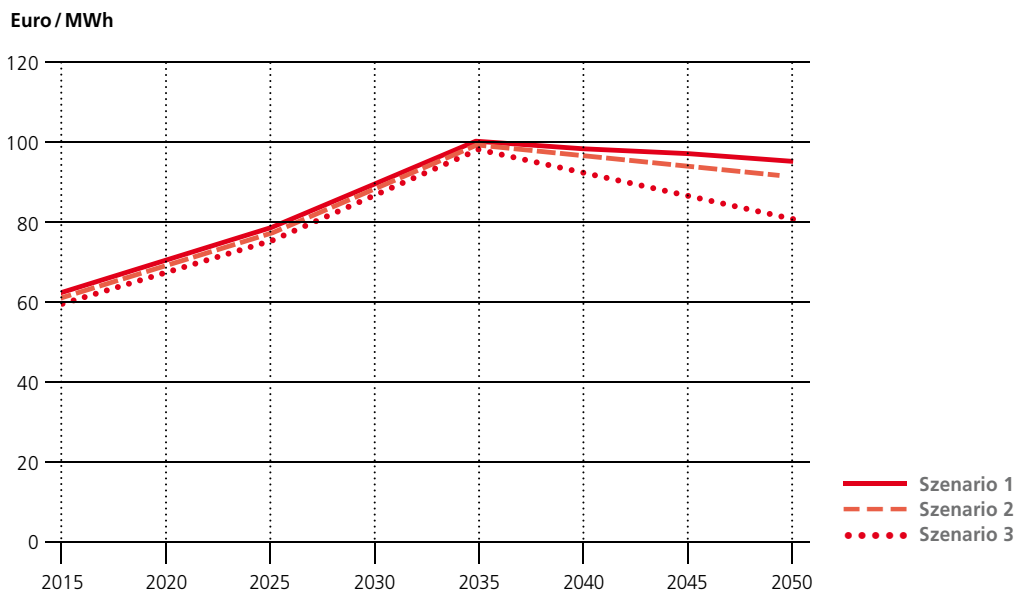
Quelle: Pöyry 2012

Szenarioabhängig sind es also Gaskombikraftwerke und Importe, welche die Stromversorgung der Schweiz sichern, bevor der erst ab 2035 wirkende Ausbau dazu führt, dass erneuerbare Energien diese Rolle – übers Jahr gesehen – zunehmend übernehmen. Dies bedingt aber einen weiter verstärkten stromwirtschaftlichen Austausch mit Europa.

Die **Grosshandelspreise** steigen in allen Szenarien deutlich an. Bis 2035 ist diese Entwicklung in allen Szenarien ähnlich. Danach folgt in allen Szenarien ein Preisrückgang, der aber unterschiedlich stark ausfällt.

Die niedrigen Preise für Szenario 3 im Jahr 2050 dürfen nicht darüber hinwegtäuschen, dass dieser Effekt mit der sinkenden Nachfrage und der massiven Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien ausserhalb des Marktmechanismus zusammenhängt. Die Grosshandelspreise entsprechen also nicht den totalen Kosten. Dies wird in Kapitel 8.3.2 näher ausgeführt.

ABBILDUNG 8.3: Entwicklung Grosshandelspreise auf Jahresbasis in der Schweiz



Quelle: Pöyry 2012

8.2.2 Szenario-spezifische Effekte schwankender Stromeinspeisung

In der Vergangenheit fokussierten viele strategische Überlegungen zur Versorgungssicherheit darauf, wie diese während des Winterhalbjahres gewährleistet werden kann. Auch in einem niederschlagsarmen und kalten Winter sollte ein möglichst grosser Teil des Stroms im Inland erzeugt werden können. Dabei standen sowohl nachfrageseitige (Stichwort: Heizstrombedarf) als auch angebotsseitige Überlegungen (Stichworte: Kapazität der Speicher und Winter-Pegel in den Flüssen) im Vordergrund.

Aus heutiger Sicht muss der Fokus der strategischen Betrachtungen erweitert werden. Die Schweiz ist im europäischen Stromverbundsystem als Drehscheibe fest integriert und profitiert davon, wenn, beispielsweise im Winter, während gewisser Perioden überschüssiger Windstrom zu günstigen Konditionen zur Verfügung stehen wird. Wichtiger als die Betrachtung des Winterhalbjahres erscheint für die Zukunft daher, ob bei einem starken Ausbau von Wind- und Sonnenenergie in Europa Angebotslücken generell beherrscht werden können – auch in Kälteperioden, kombiniert mit einem anderen belastenden Faktor, beispielsweise Windstille oder grossflächiger Bewölkung.

Dieser Fragestellung geht die Studie von Pöyry auf den Grund, indem sie nicht nur auf einem, sondern auf sechs historisch beobachteten Wettermustern für ganz Europa beruht. Auf diese Weise werden auch kritische Ereignisse explizit und auf Stundenbasis genau simuliert, um die Versorgungssicherheit in all diesen Situationen gewährleistet zu sehen. Dies wird in der Folge vertiefend dargestellt.

8.2.2.1 Prinzipieller Einfluss schwankender Stromeinspeisung auf das System

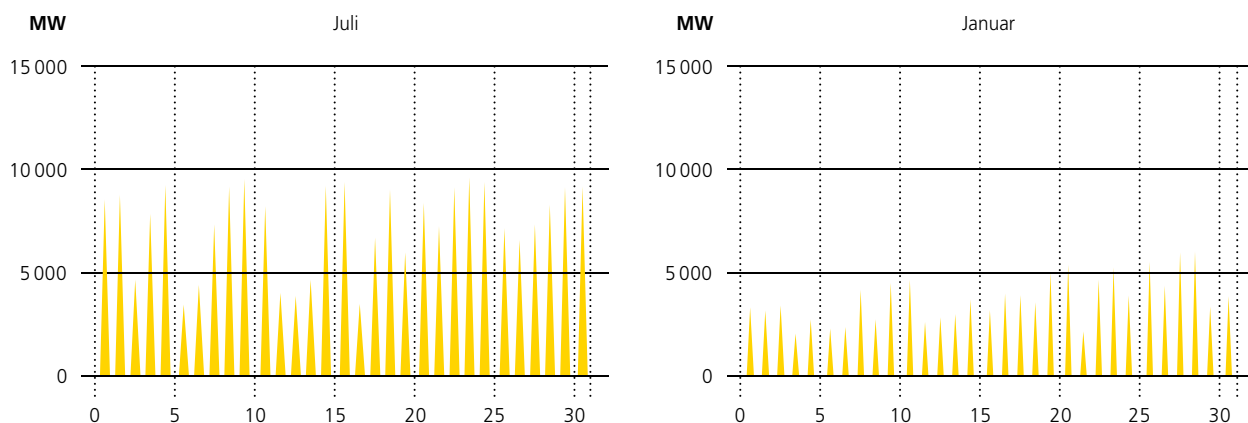
Die wesentlichen Eigenschaften der einzelnen Erzeugungstechnologien bezüglich ihrer Energiequalität – also Planbarkeit, Flexibilität und Steuerbarkeit – sind in Kapitel 6.4 dargestellt. In den Szenarien spielen zugebaute Kapazitäten von Solar- und Windenergie eine wesentliche Rolle. Steigt die schwankende Stromeinspeisung durch Zubau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne, bringt dies neue Herausforderungen:

- Mehr steuerbare, flexible und prognostizierbare Versorgungskapazitäten sind erforderlich: für Perioden mit geringer Sonnen- und Windstromeinspeisung bei dem Einsatz innerhalb von einem Tag, als flexible Backup-Kapazitäten oder als «day-ahead / intra-day»⁴² verfügbare Kapazitäten.
- Es werden zudem mehr Regelkapazitäten benötigt, um Systemdienstleistungen zu erbringen, da – im Vergleich zu anderen Technologien – bei der Erzeugung von Solar- und Windkraft mehr Prognosefehler auftreten.

Dies macht deutlich, dass eine fundierte Analyse unbedingt eine stündliche Auflösung über ein ganzes Jahr verlangt. Im Modell wird zur Vereinfachung optimistisch angenommen, dass die wesentlichen Parameter (vor allem Last sowie Erzeugung aus Solar- und Windkraft) wenigstens ein paar Stunden im Voraus genau prognostiziert werden können. Grundsätzlich gilt, dass ein kurzer Prognosehorizont den Bedarf an Systemdienstleistungen zum Ausgleich der Energiebalance des Systems mindert.

Abbildung 8.4 veranschaulicht, dass der Sonnenschein einen erheblichen Einfluss auf die Stromversorgung hat. Betrachtet man die Unterschiede von einem Tag zum nächsten, wird erstens klar, in welchem Umfang die Produktion schwankt und nicht steuerbar ist. Zweitens werden die saisonalen Unterschiede deutlich (relativ wenig Solarstrom im Winter, relativ viel Solarstrom im Sommer).

ABBILDUNG 8.4: Solarproduktion Szenario 3 in der Schweiz im Jahr 2050 (installierte Leistung: 14 000 MW)



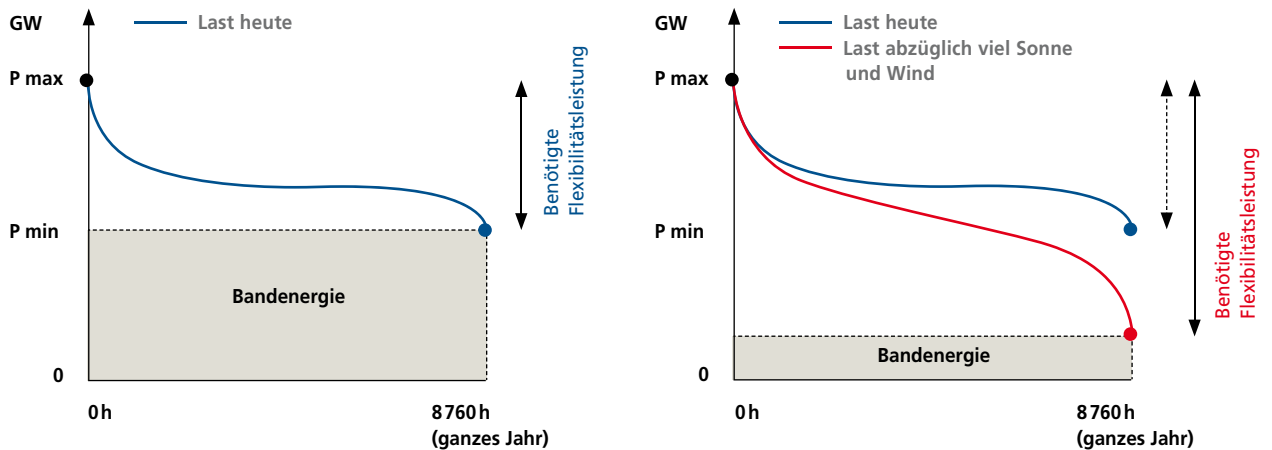
Basis: Echtwetterdaten 2008. 31 Tage im Juli (linke Grafik) bzw. im Januar (rechte Grafik).

In den anderen Szenarien spielen die Schwankungen eine geringere Rolle, da die installierten Leistungen geringer sind.

Quelle: Pöyry 2012

⁴² Also Kapazitäten, deren Leistung mit einem Tag Vorlauf bzw. im Laufe des Tages der Beanspruchung bestellt wird

ABBILDUNG 8.5: Jahresverteilungskurve der Last und Bandenergiebedarf ohne (links) und mit viel Solar- und Windproduktion (rechts)
Schematische Darstellung.

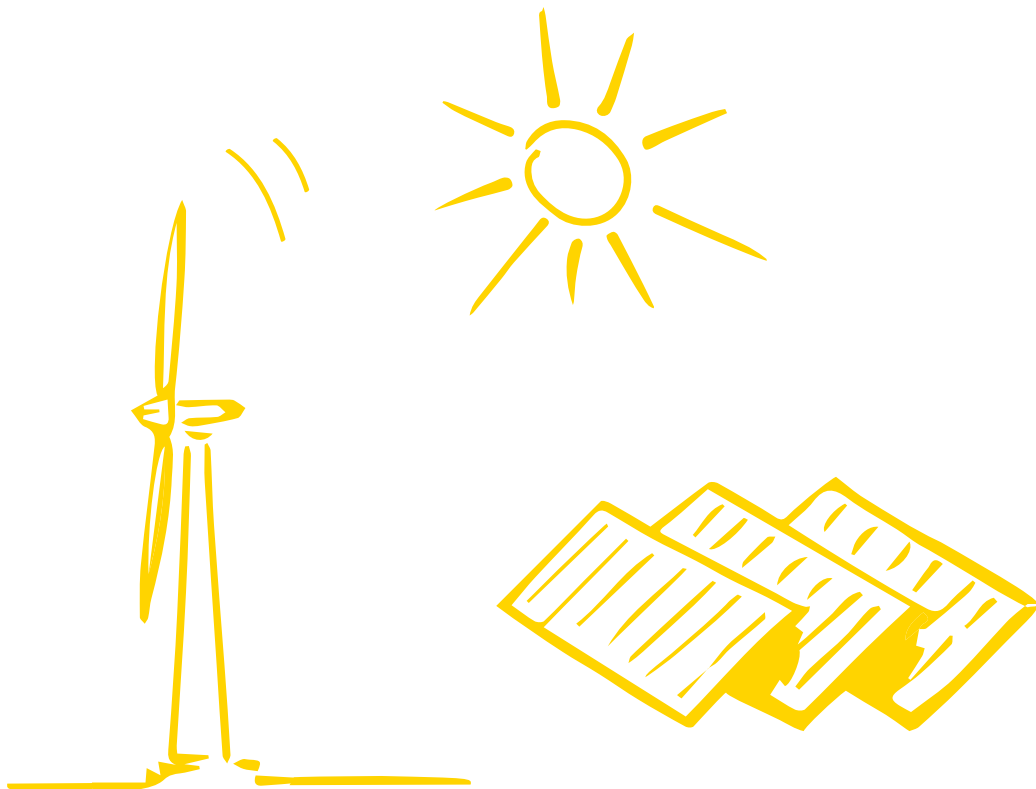


Quelle: VSE

Ein besonders geeignetes Instrument, um den Bedarf des Gesamtsystems nach Flexibilität zu quantifizieren, ist die **Jahresverteilungskurve** der stündlichen Last über ein ganzes Jahr. Ordnet man die Stunden von der grössten bis zur kleinsten Last, d.h. als Funktion der benötigten Leistung, erkennt man leicht die konstant benötigte Bandenergie (graue Fläche = Leistung \times Dauer) und die benötigte Flexibilitätsleistung (Abstand zwischen P_{\min} bei tiefster Nachfrage und P_{\max} bei höchster Nachfrage).

Durch ihre Energieeinspeisung tragen die Solar- und Windproduktion einerseits in nur sehr begrenztem Umfang dazu bei, die konstant benötigte Bandenergie zu reduzieren. Andererseits bringen sie höhere Anforderungen bezüglich der Leistungsbereitstellung. Zieht man – für jede Stunde – die

nicht steuerbare Produktion aus Wind und Sonne (sowie sonstiger im Dauerbetrieb produzierender, aber nicht steuerbarer Anlagen wie Kehrlichtverbrennung) von der Gesamtlast ab, erhält man die Residuallast oder schwankende Nettolast. Die steuerbare Produktion muss jederzeit die schwankende Nettolast ausgleichen. Da Schwankungen der nicht steuerbaren Produktion und Schwankungen der Gesamtlast unabhängig sind, gleichen sie sich gegenseitig nicht aus, im Gegenteil: Als Nebeneffekt muss die steuerbare Produktion grössere Schwankungen der Nettolast (im Vergleich zur Gesamtlast) ausgleichen. Als Folge wird eine grössere Flexibilitätsleistung benötigt (siehe Abbildung 8.5). Nicht beeinflussbar sind darüber hinaus die Laufwasserkraft und Anteile der Speicherwasserkraft.



8.2.2.2 Tägliche Schwankungen und ihre Effekte

Wie aus Abbildung 8.6 ersichtlich, wird das tägliche Muster der Residuallast durch die nicht steuerbare Produktion im Tagesverlauf verändert. Dazu tragen die Einspeisungen aus Wind- und Sonnenenergie, aber auch aus Laufwasserkraft sowie dem Laufwasseranteil der Speicherwasserkraft bei.

Die Nachfrage ist in den Mittagsstunden am höchsten. Die Maximalwerte der Residualnachfrage werden in den späteren Jahren (ab 2035, hier beispielhaft dargestellt im Jahr 2050) jeweils morgens und abends erreicht, denn: Aufgrund der Solarstromspeisung sinkt die Residuallast in den Mittagsstunden, wie Abbildung 8.6 zeigt. Je nach Stärke der Solareinspeisung tritt dieser Effekt in den drei Szenarien in unterschiedlich starkem Ausmass ein.

In Szenario 2, noch mehr aber in Szenario 3, kann also langfristig eine Phase niedriger Residuallasten über Mittag entstehen.

Darüber hinaus übersteigt recht schnell, z.B. an den Wochenenden über Mittag, langfristig aber auch während der Woche, die angebotene die nachgefragte Last. Ab 2035 sinken daher die Preise für die Mittagszeit signifikant. Entsprechend dem begrenzten Ausbau ist in Szenario 1 das durchschnittliche tägliche Preisprofil flacher. Darüber hinaus hat die Schweiz in diesen Zeiten entsprechendes Potenzial zu exportieren.

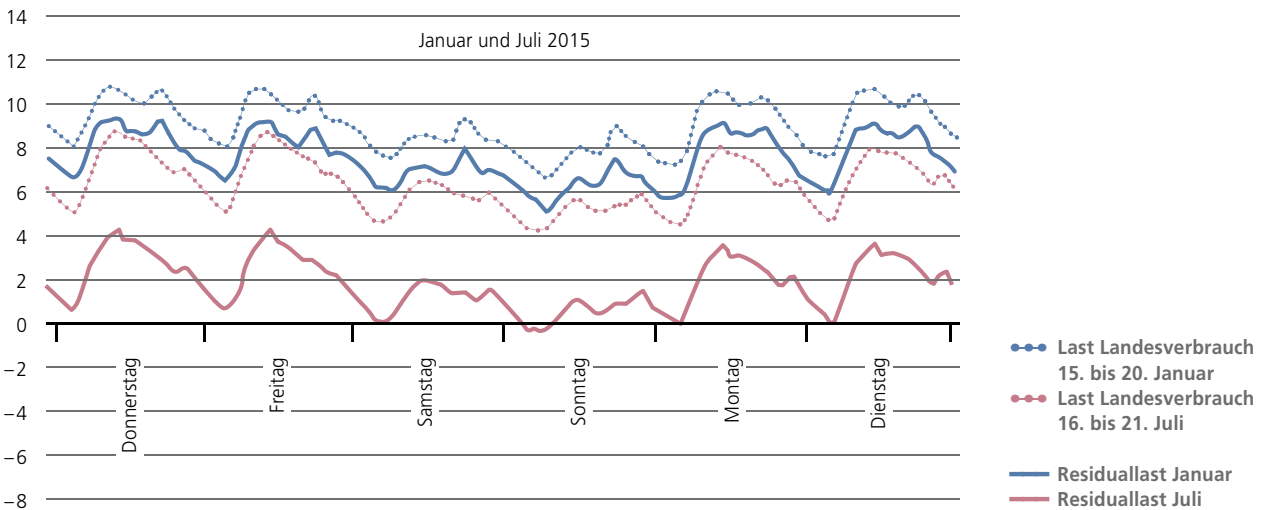
Als Folge wächst auch der Bedarf nach Flexibilitätsleistung mit zunehmendem Anteil installierter Solarkapazität.

ABBILDUNG 8.6: Szenario-abhängige Entwicklung der Tageslast im Jahresdurchschnitt

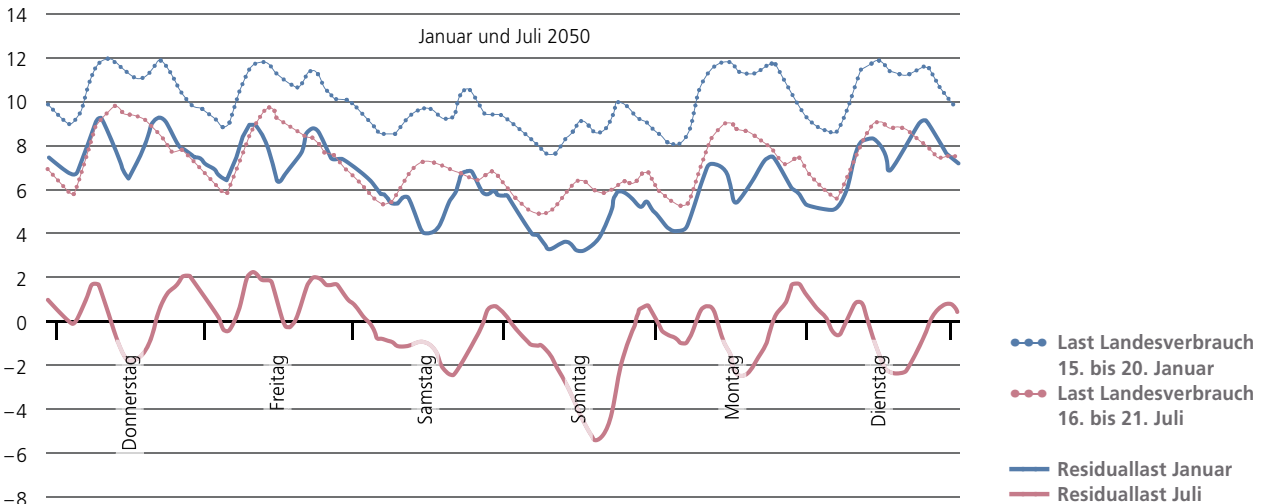
Residuallast = Landesverbrauch minus nicht beeinflussbare Produktion: Wind- und Sonnenenergie, Laufwasserkraft sowie Laufwasseranteil der Speicherwasserkraft
Umweltdaten 2009

SZENARIO 2:

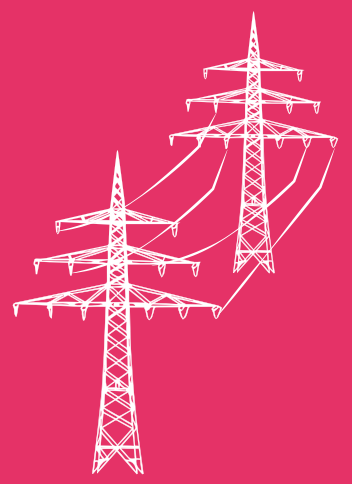
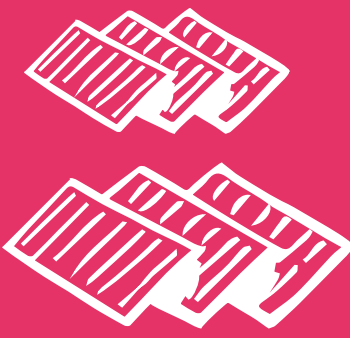
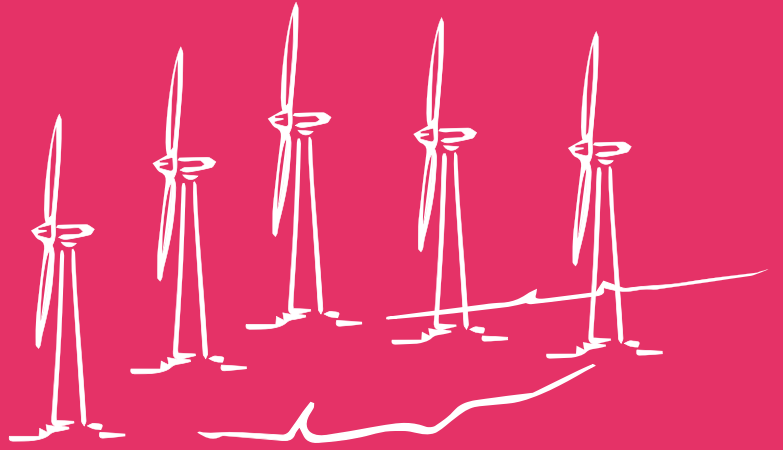
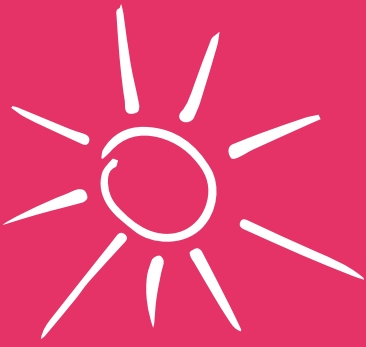
Leistung GW (1000 MW)



Leistung GW (1000 MW)



Quelle: Pöyry 2012 und Berechnungen VSE



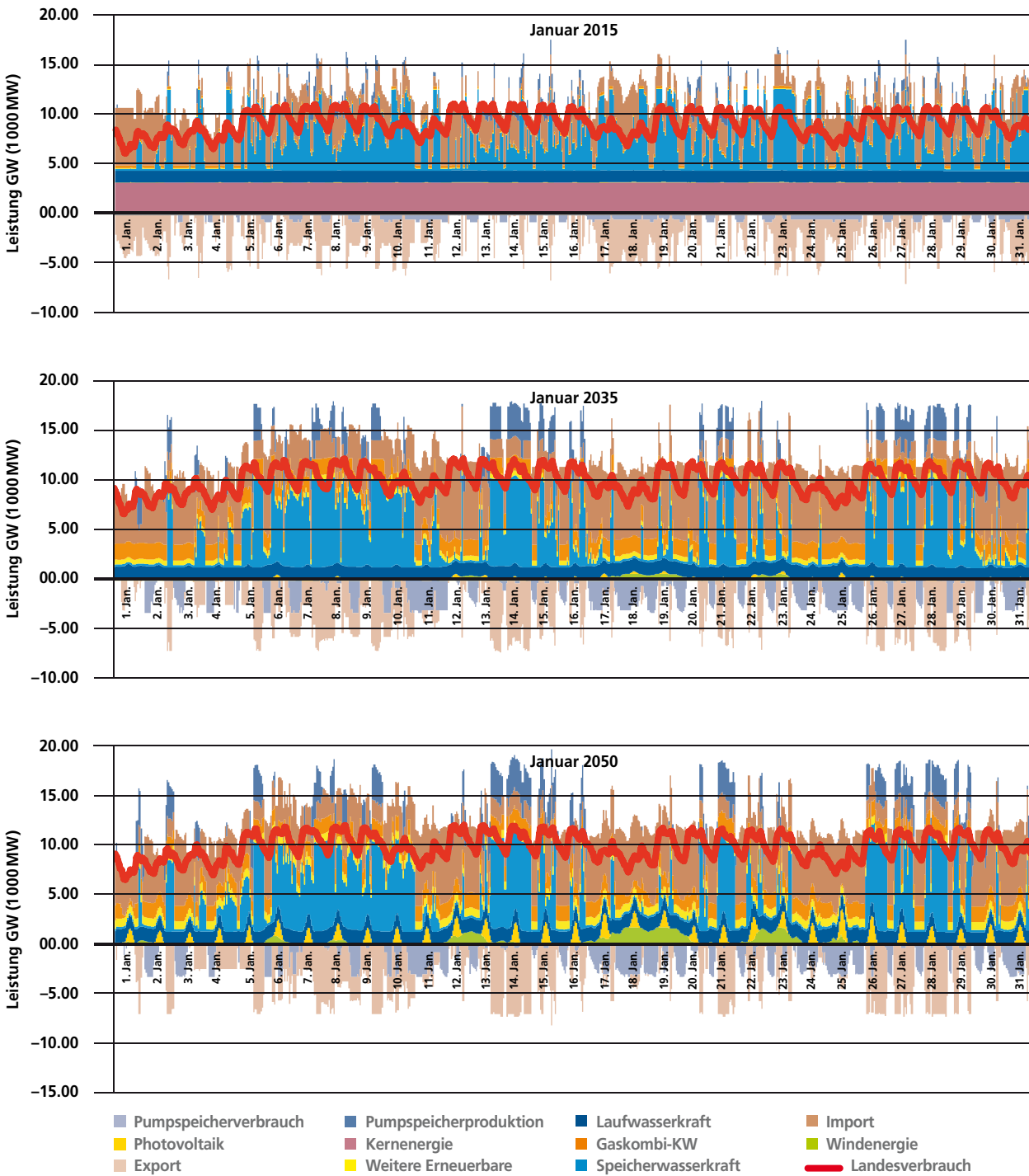
8.2.2.3 Saisonale Schwankungen und ihre Effekte

Die dargestellten Effekte der erneuerbaren Energien müssen darüber hinaus saisonal differenziert betrachtet werden, da Witterungseinflüsse zu unterschiedlichen Jahreszeiten eine wesentliche Rolle spielen.

Zuerst sei ein Beispiel zur Illustration des spezifischen Witterungseinflusses im Winter gegeben. Für ein realisiertes Wittermuster vom Januar 2009 – ein Zeitraum, in dem sowohl

Perioden mit viel Wind als auch fast windstille Perioden zu beobachten waren – zeigt Abbildung 8.7 für Szenario 2 die stündliche Stromerzeugung in der Schweiz sowie Importe/Exporte in zwei Fällen. Im ersten Fall (2015, oberes Bild) wird Bandenergie vor allem durch Kern- und Laufwasserkraftwerke erzeugt. Speicherkraftwerke tragen vor allem während Stunden hoher Nachfrage und an Wochentagen zur Erzeugung bei. Die bereits existierenden Pumpspeicher

ABBILDUNG 8.7: Produktionsmuster Szenario 2 im Winter



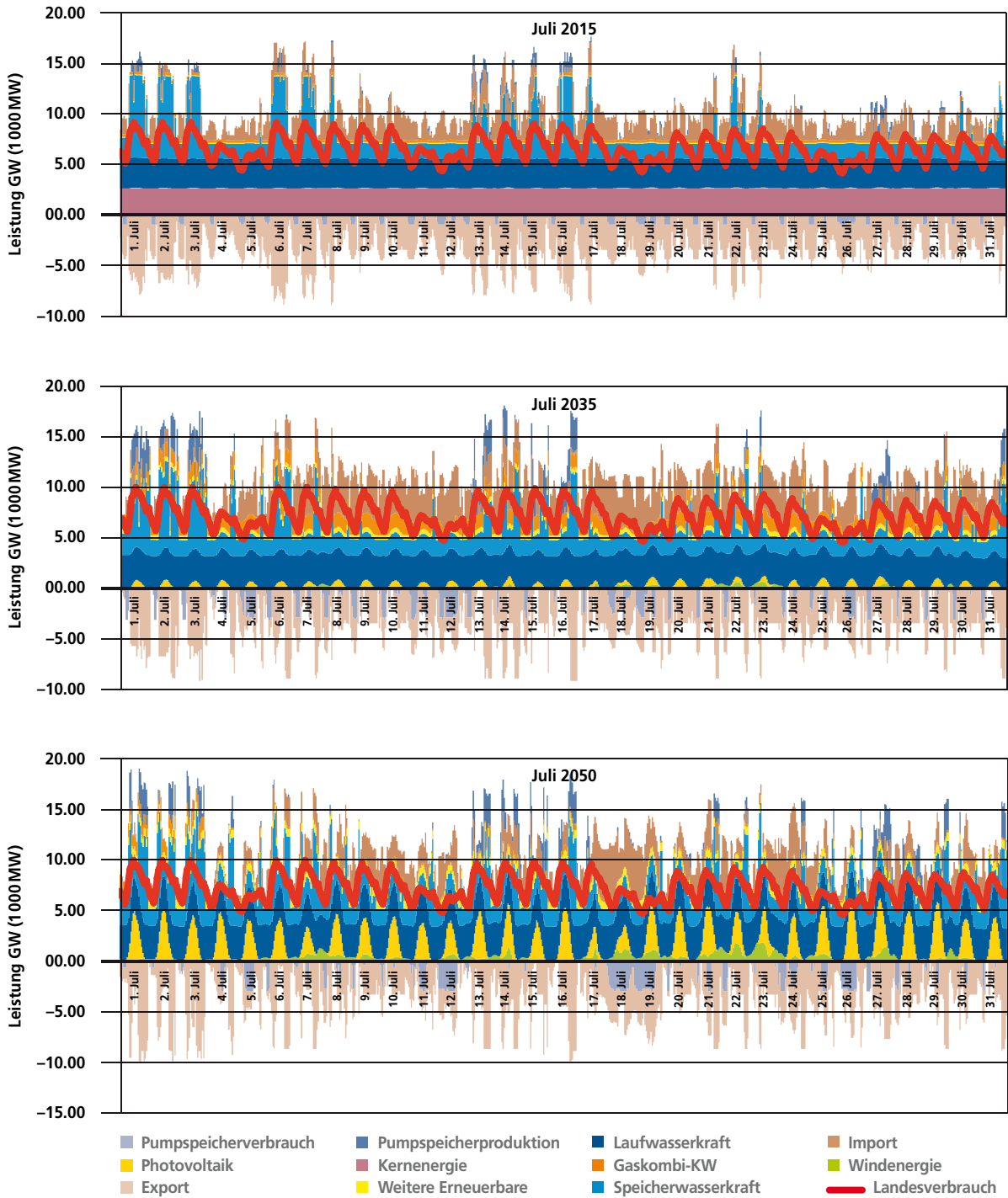
Quelle: Pöyry 2012

pumpen Wasser nachts und am Wochenende, um bei knappem Angebot mit «verlagertem» Strom einzuspringen.

Mit dem Kraftwerkspark von 2035 in Szenario 2 (mittleres Bild) ist die Stromerzeugung aus Kernkraft verschwunden. Die Lücke wird mit den Gaskombikraftwerken teilweise gefüllt. Die im Inland installierten Solar- und Windkapazitäten sind (noch) klein. Zusätzliche Importe sind nötig. Allerdings

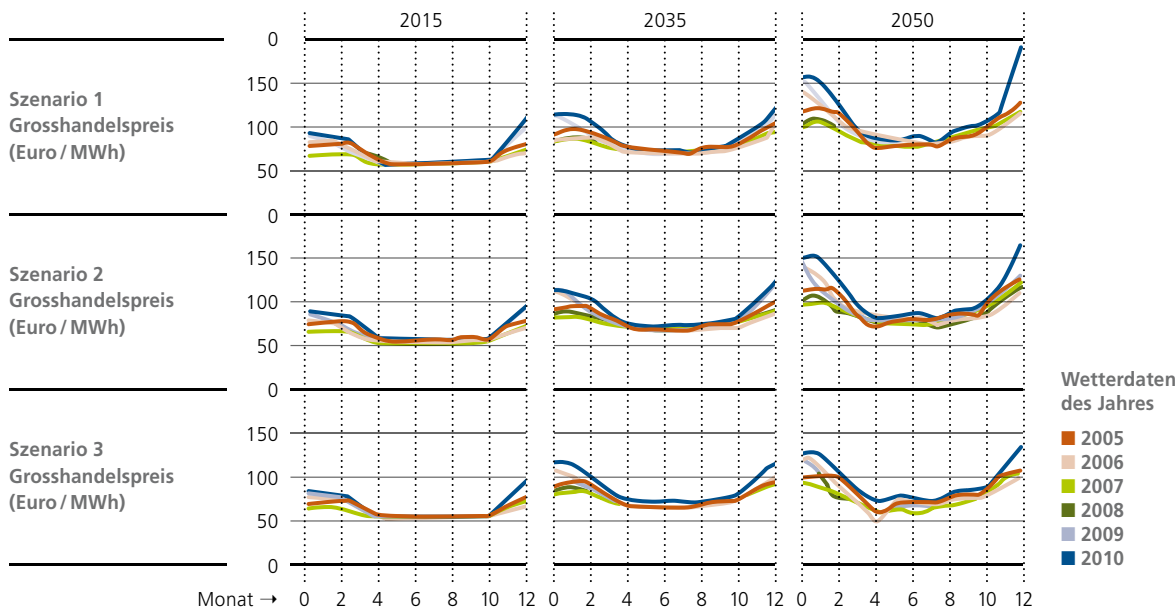
wird das Verhalten der (Pump-)Speicherkraftwerke in der Schweiz in gewissen Zeitfenstern von hoher Windstromerzeugung in Deutschland stark beeinflusst. Sofern diese hoch ist, können aufgrund des hohen Angebots niedrige Preise entstehen, die den Pumpbetrieb sinnvoll werden lassen. In Zeiten hoher Nachfrage und niedriger Windstromproduktion wird dann in den (Pump-)Speicherkraftwerken turbinieren.

ABBILDUNG 8.8: Produktionsmuster Szenario 2 im Sommer



Quelle: Pöyry 2012

ABBILDUNG 8.9: Saisonale Entwicklung der Grosshandelspreise



Quelle: Pöyry 2012

Die Abbildung 8.8 illustriert beispielhaft den sommerlichen Wettereinfluss mit dem historischen Monatswetter Juli 2009 für Szenario 2 in drei Modelljahren. Im Jahr 2015 können Wasserkraftwerke – im Vergleich zum Winter – deutlich mehr Bandenergie erzeugen. Insgesamt bleibt die inländische Stromerzeugung relativ konstant, die Schwankungen haben auch hier ihren Ursprung in der witterbedingten Produktion der Nachbarländer. Importe/Exporte sowie Speicher bieten die nötige Flexibilität. Im Jahr 2035 (mittleres Bild) hingegen ist die im Inland installierte Solar- und teilweise auch Windkapazität sichtbar. Diese produziert kleine Mittagsspitzen mit schwankendem Ausmass je nach Tag. Im Jahr 2050 ist ihr Einfluss dann deutlich und verlangt zunehmend Flexibilität, die durch höhere Importe/Exporte sowie einen stärkeren Einsatz von Gaskombi- und (Pump-)Speicherkraftwerken sichergestellt wird.

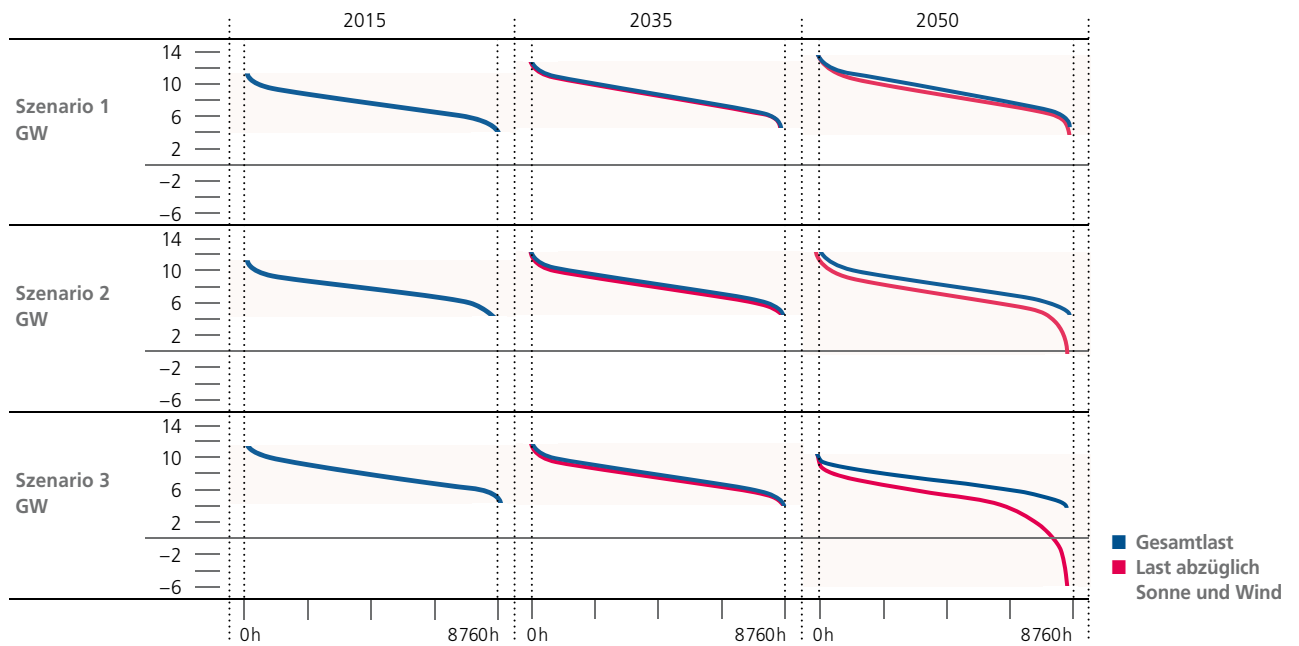
Wichtig sind darüber hinaus die durch diese Systementwicklungen hervorgerufenen Preiseffekte. Auffällig ist, dass künftig der Winter-Sommer-Spread der Preise, also der Preisunterschied zwischen Mengen, die im Sommer eingespeichert und im darauffolgenden Winter ausgespeichert werden können, stark ansteigt: Die Strompreise im Winter werden also im Vergleich zu denjenigen im Sommer teurer. Die Schwankungsbreite ist dabei gross, abhängig von den tatsächlichen saisonalen und meteorologischen Bedingungen.

Langfristig fehlt im Winter insbesondere das Angebot aus solarer Stromproduktion. So sind hohe Spitzenpreise in den dunklen Winterstunden wahrscheinlich. Im Sommer kann es in Phasen starker Solareinstrahlung, also tagsüber, die niedrigsten Preise geben. Diese Situation ist für die Schweiz ungünstig, weil sie in allen drei Szenarien vermehrt im Sommer exportieren, im Winter aber importieren muss.

Eine solche Veränderung der Preiskurven beeinflusst direkt die Rentabilität von Erzeugungsanlagen und von Nachfrageflexibilisierungsoptionen. Die im Zeitablauf veränderten Preismuster bieten veränderte Möglichkeiten von Kraftwerken, Renditen zu erwirtschaften. Beispielsweise steigt die Auslastung von Gaskombikraftwerken in Szenario 1 und 2 bis 2035 kontinuierlich an, sinkt dann aber ab. Es gibt also nur ein Zeitfenster hoher Auslastung. Hingegen bedingen in Szenario 3 Preissignale und niedrige Auslastung von Gaskombikraftwerken, dass diese Technologie nicht ausgebaut wird.

Die wachsenden Volatilitäten, die in diesen Preiswirkungen zum Ausdruck kommen, sind eine wesentliche Herausforderung für das elektrizitätswirtschaftliche System der Zukunft. Hierauf wird daher in der Folge vertieft eingegangen.

ABBILDUNG 8.10: Jahresverteilungskurve nach Szenario



Quelle: Pöyry 2012

8.2.3 Einfluss der Szenarien auf das Angebot

Als Folge der tageszeitlichen und der saisonalen Schwankungen ändert sich der Bedarf nach Flexibilitätsleistung in den drei Szenarien. Zugleich ändern sich die Beiträge wesentlicher Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität. Die unterschiedlichen Szenarien mit ihren unterschiedlichen Anteilen an Wind- und Solarstrom beeinflussen also deutlich die Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks. In oben stehender Abbildung 8.10 wird zu diesem Zweck die Jahresverteilungskurve für die drei Szenarien und jeweils drei verschiedene Jahre gezeigt. Erkennbare Unterschiede in den Verteilungskurven treten erst nach 2035 auf, da sich die Zubauten von Solar und Wind und die Nachfrage erst dann signifikant unterscheiden. Bis dahin ist der zusätzliche Flexibilitätsbedarf in allen Szenarien ähnlich hoch. Im Vergleich zur Gesamtlast wird ab etwa 2035 die Verteilung der Nettolast steiler, das heisst, dass stärkere hohe und niedrige Lasten auftreten, vor allem in Szenario 3 im Jahr 2050.

Während diese Entwicklung in Szenario 1 und 2 allenfalls vereinzelt dazu führt, dass die nachgefragte Leistung allein vom Angebot aus Wind und Sonne gedeckt wird, ist dies in Szenario 3 stärker der Fall. Dazu trägt natürlich auch die in diesem Szenario stark sinkende Nachfrage bei.

Der inländische Kraftwerkspark oder der Austausch mit dem Ausland müssen diese Veränderungen der Lasten beherrschen, also grosse Mengen an flexibler Leistung bereithalten, wenn Wind und Sonne gerade nicht produzieren und die Nachfrage hoch ist. Andernfalls wäre die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet. Flexibilität auf der Angebotsseite wird mehr und mehr zum Schlüssel für die Versorgungssicherheit.



8.2.3.1 Einfluss der Szenarien auf Gaskombikraftwerke

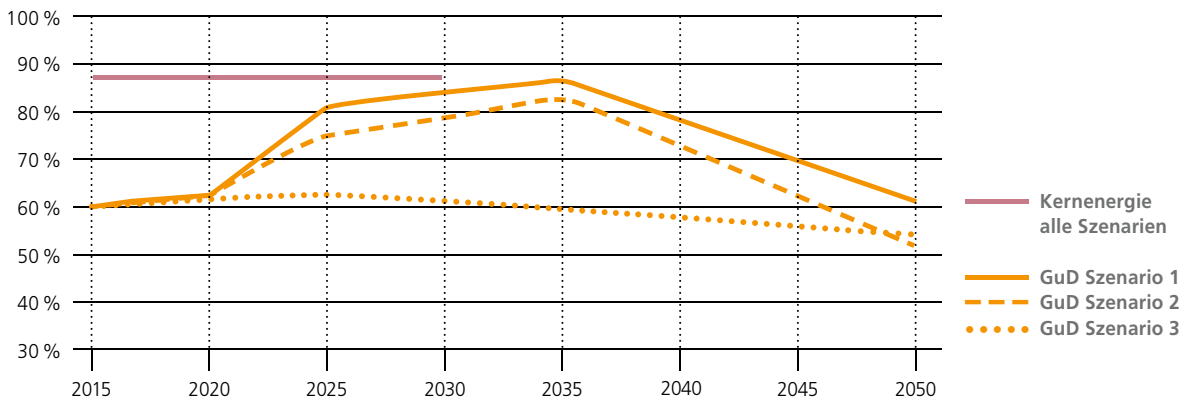
Ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beeinflusst also den Betrieb und die Renditen der übrigen Kraftwerke, die im Markt stehen und nicht gefördert werden. Dies wird in Abbildung 8.11 illustriert. Sie zeigt die Auslastung von Gaskombi- und Kernkraftwerken in der Schweiz in Abhängigkeit von den Szenarien. Die bestehenden Kernkraftwerke haben in allen Szenarien eine gleichbleibende Auslastung, weil der Einfluss der erneuerbaren Energien in dem Zeitraum noch gering ist. Gaskombikraftwerke können in Szenario 1 bis 2035 substanziell zur Mittel- bis Grundlast eingesetzt werden. Erst danach reduziert die durch stochastische Einspeisung ab 2035 hohe Volatilität die Betriebsstunden der Gaskombikraftwerke. Im Gegensatz dazu kann in Szenario 3 davon ausgegangen werden, dass die Anlagen nicht mehr als im Mittellastbetrieb laufen würden.

Das bedeutet, dass die Gaskombikraftwerke szenariounabhängig allenfalls bis etwa 2035 eine hohe Auslastung haben. Später liegt ihre Rolle vermehrt darin, einen Ausgleich bereitzustellen, wenn die in- oder ausländische Produktion aus Wind und Sonne ausbleibt.

8.2.3.2 Rolle der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

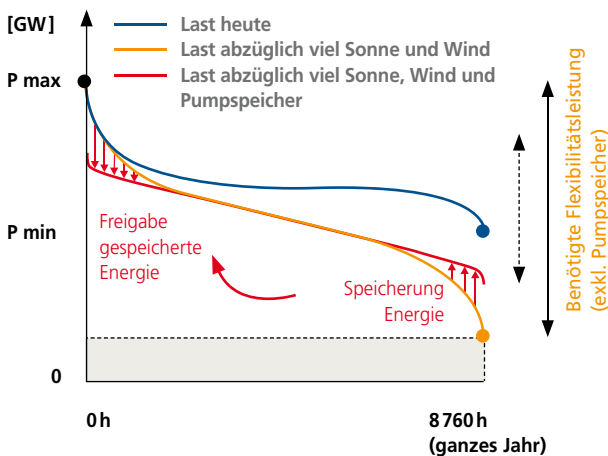
Der Beitrag der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke lässt sich zunächst auf der Jahresverteilungskurve gut darstellen. Als für die Schweiz relevanteste Speichertechnologie erlauben sie eine Speicherung der Energie, die in den Stunden bei Überangebot zur Verfügung steht («Hebung» der Verteilungskurve in Abbildung 8.12 am rechten Endstück). Mit rund 80% Wirkungsgrad können Pumpspeicher diese Energie über die Zeit «verschieben», und zwar gezielt zu den Stunden mit höchster Residuallast.

ABBILDUNG 8.11: Auslastungsgrad thermischer Kraftwerke



Quelle: Pöyry 2012

ABBILDUNG 8.12: Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke, visualisiert auf der Jahresverteilungskurve

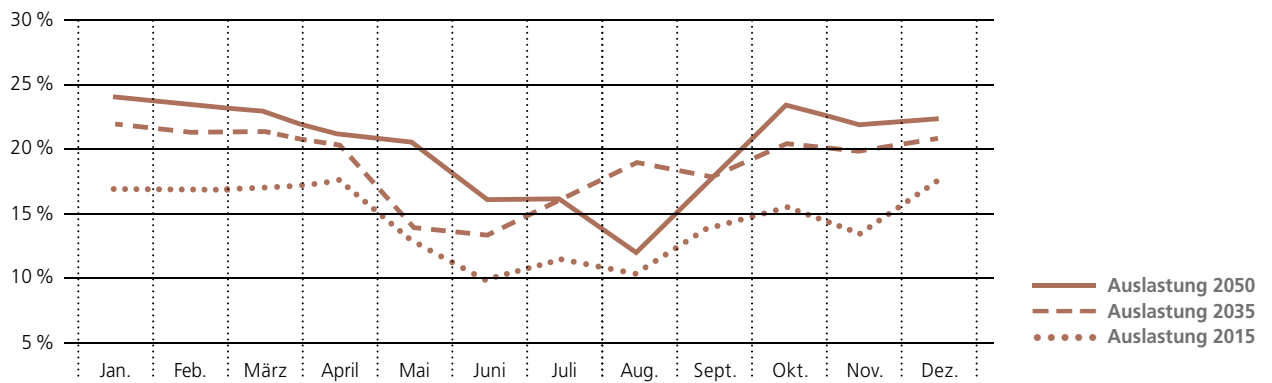


Viele statistisch als Speicherkraftwerke aufgeführte Kraftwerke müssen die Zuflüsse von Gebieten, die höhenmässig unterhalb ihres Hauptspeichers liegen, sofort verarbeiten. Sie haben also weitgehend Laufwassercharakter. Ein im Resultat den Pumpspeicherkraftwerken ähnlicher Verlagerungseffekt kann erzielt werden, indem ein Teil dieser Zuflüsse (jene am «unteren Ende» der Dauerkurve) in den Hauptspeicher hochgepumpt wird, anstatt dass sie allenfalls noch über mehrere Stufen verarbeitet werden. Bezüglich der möglichen zeitlichen Verlagerung, des Gesamtwirkungsgrades und der Investitionen könnten solche Lösungen durchaus attraktiv sein.

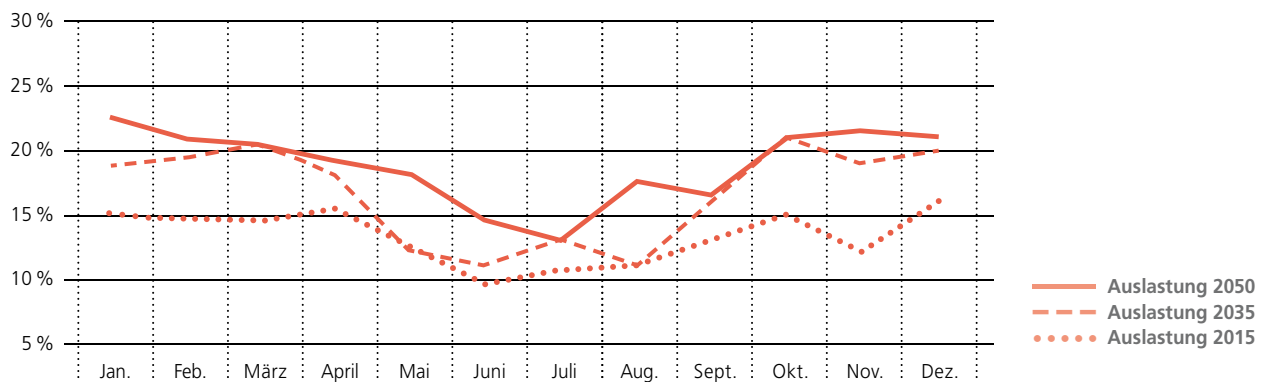
Quelle: VSE

ABBILDUNG 8.13: Flexibilitätsangebot: Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke

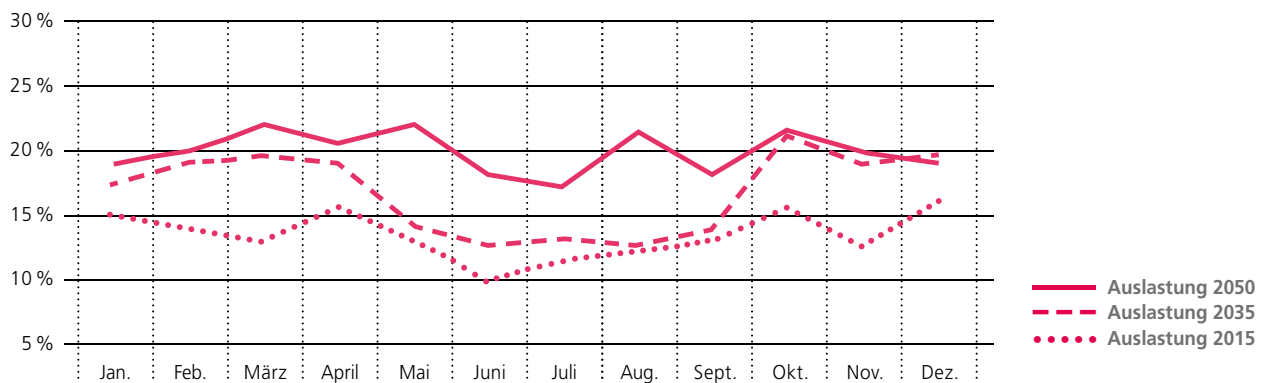
Szenario 1



Szenario 2



Szenario 3



Quelle: Pöyry 2012

Wie sich der flexible Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz mit stark zunehmender Solar- und Windkapazität ändert, zeigt Abbildung 8.13. Dabei wird der Betriebsgrad – als Quotient aus der tatsächlichen und der theoretisch möglichen Erzeugungsmenge – je Szenario/Jahr dargestellt. In allen Szenarien steigt also die Auslastung, und zwar im Jahresdurchschnitt in allen Szenarien von 13 bis 14% auf 20 bis 21%. In den nächsten Jahren werden die Anlagen weiter vornehmlich im Winter betrieben, und in den Szenarien 1 und 2 wird im Sommer am wenigsten produziert.

In Szenario 3 hingegen steigt im Jahr 2050 der Flexibilitätsbedarf aufgrund der Solareinspeisung auch im Sommer. Damit steigen die Chancen, dass im Sommer ein Pumpspeicherkraftwerk wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann.

Im Weiteren hebt sich das Muster «Tag/Nacht» bzw. «Arbeitstage/Wochenende» in Szenario 3 im Jahr 2050 weitgehend auf. Mit anderen Worten verkürzen sich die Zyklen, in denen gepumpt und turbinert werden kann. Langfristig werden Wind- und Solarstrom den Anlagenbetrieb dynamisieren. Veränderte Zyklen und eine insgesamt höhere Auslastung erhöhen dann auch die Betriebs- und Unterhaltskosten.

Pumpspeicherkraftwerke speichern also zukünftig vermehrt grünen Strom, besonders bei starkem Angebot aus Wind und Sonne, und geben ihn später wieder ab. Der «Preis» dafür ist die verbrauchte Energie, die für den Prozess der Speicherung und Turbinierung notwendig ist. Bis 2035 kommen die stärkeren Schwankungen der Stromerzeugung aus Nachbarländern hinzu, vor allem von Solar- und Windkraft aus Deutschland und Italien. Hochflexible Schweizer Kraftwerke (Speicher, Pumpspeicher, Gaskombikraftwerke) können einen Beitrag leisten zur erhöhten Flexibilitätsnachfrage in Europa und etwas später auch in der Schweiz. Dabei ist aber angesichts der Grössenverhältnisse auch klar, dass die Schweiz nicht die Batterie Europas sein kann.

8.2.3.3 Rolle der Importe und Exporte

Exporte und Importe helfen, die Hauptaufträge der Versorgung in der Schweiz zu erfüllen.

Prinzipiell sind diese Importe bzw. Exporte meistens steuerbar, flexibel und planbar. Allerdings müssen dafür gewisse Bedingungen erfüllt sein. Erstens muss ein ausländischer Lieferant mit genügender Erzeugungskapazität bereit sein, zum vereinbarten Zeitpunkt und Preis die Schweiz zu versorgen. Zweitens muss die Übertragungskapazität ausreichen, um den Import zu ermöglichen. Beide Bedingungen sind meistens erfüllt. Jedoch kann es in (seltenen) Perioden von Knappheit unter Umständen nicht mehr der Fall sein. Angenommen sei als Beispiel folgender Fall: In einem weiten Gebiet in Europa herrschen extrem tiefe oder extrem hohe Temperaturen, was eine unerwartet hohe Last verursacht, die einer knappen Erzeugung gegenübersteht. Das Risiko, dass die «Importquelle», die in dieser Situation besonders benötigt wird, nicht zur Verfügung steht, wird temporär drastisch grösser – beispielsweise wegen Übertragungseinsparungen oder Einschränkungen bei der Produktion von thermischen Kraftwerken (Mangel an Kühlwasser) oder Laufwasserkraftwerken (Wasserknappheit). Es ist möglich, dass in diesen Fällen im Ausland der jeweils nationalen Versorgungssicherheit Vorrang gegeben wird. Die Flexibilität der

«Importquelle» muss also relativiert werden. Zugleich muss aber erwähnt werden, dass die Versorgung der Schweiz in diesem Fall nur ein kleiner Teil des gesamten Versorgungsproblems ist. Zudem zeichnen sich solche kritische Situationen meist im Voraus ab. Beispielsweise muss sich das Kühlwasser in den Flüssen erst über mehrere Tage erwärmen.

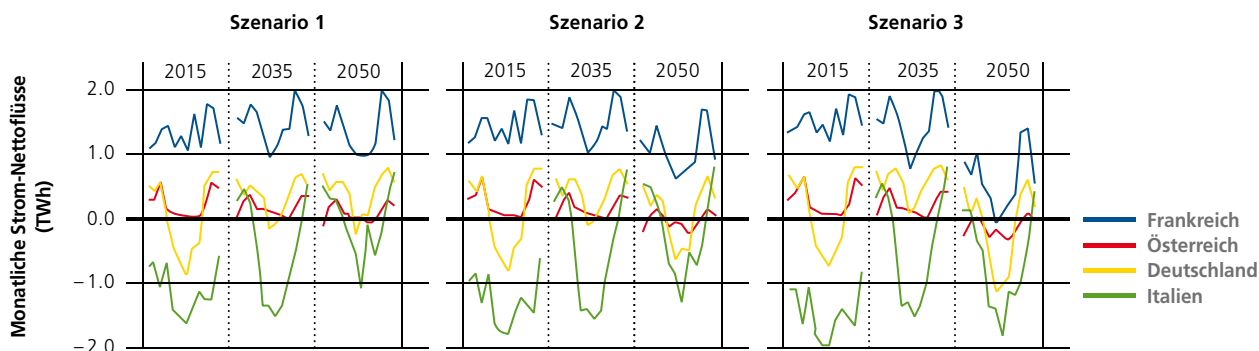
Abbildung 8.14 verdeutlicht, wie sich der Austausch mit den Nachbarländern im Zeitablauf in den drei Szenarien entwickeln kann.

Generell exportiert die Schweiz heute mehr Strom im Sommer, während sie im Winter mehr importiert. Auf einzelne Länder bezogen wird sichtbar, dass die Schweiz heute besonders im Sommer Strom nach Italien exportiert, dafür aber nahezu kontinuierlich Strom aus Frankreich kauft. Im Sommer kann die Schweiz heute auch nach Deutschland liefern und so Wertschöpfung betreiben – im Winter wird aber aus Deutschland importiert. In Zukunft sinken die Exporte nach Italien in den Szenarien 1 und 2 im Winter, nachrangig auch im Sommer. In Szenario 3 finden Exporte nach Italien nur noch im Sommer statt. Dann wird die Schweiz aber auch im Sommer nach Deutschland exportieren – zum Beispiel aus stochastischer Einspeisung (Sonne, Wind). Darüber hinaus sinken die Importe aus Frankreich in Szenario 3 langfristig bis 2050. Insgesamt gesehen bedeutet dies, dass die Transitgeschäfte – Bezug im Norden und Lieferungen nach Italien – in allen Szenarien sinken werden.

8.2.3.4 Flexibilität: Angebot, Nachfrage und Preise

Das Flexibilitätsangebot in elektrischen Systemen umfasst zweierlei: zum einen die Möglichkeit, auf absehbare Veränderungen zu reagieren, beispielsweise solche der Nachfrage; zum anderen die Möglichkeit, auf nicht absehbare, stochastische Änderungen zu reagieren. Die Studie von Pöyry hat ergeben, dass der Kraftwerkspark die Flexibilität auf dem regulären Markt auch künftig bereitstellen kann, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies betrifft sowohl absehbare als auch nicht absehbare Veränderungen.

ABBILDUNG 8.14: Monatliche Stromnettoflüsse (netto = Importe minus Exporte) zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern



Quelle: Pöyry 2012

Das Angebot an Flexibilität geht allerdings mit unterschiedlichen Kosten einher. Für den Neustart von Gaskombikraftwerken sind unterschiedliche Brennstoffmengen nötig, abhängig vom genauen Betriebszustand der Anlage. Jeder Neustart verursacht darüber hinaus Fixkosten. Bei Speichern verursacht das Wechseln des Betriebszustands Kosten. Statt Brennstoffkosten fallen Opportunitätskosten für die Verstromung an, zugleich sind Restriktionen (etwa Speicherstände) zu beachten. Entsprechend ändert sich Szenario-spezifisch der Bedarf an Regelenergie, abhängig von der Menge an Einspeisung stochastischer Stromproduktion. In Szenario 2 sind um gut 40 % höhere Kosten für Systemdienstleistungen zu erwarten als heute, für Szenario 3 ergeben die Modellrechnungen eine Steigerung um über 60 %.

8.2.4 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

Die Szenarien wurden in einigen Sensitivitätsrechnungen getestet – die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

8.2.4.1 Szenario 1 mit Importrestriktionen

In Szenario 1 wird übers Jahr gesehen im Saldo jede vierte Kilowattstunde importiert. Mit Blick auf die Risiken einer solchen Importstrategie wurde untersucht, wie und unter welchen Bedingungen die Versorgungssicherheit gewährleistet wird, wenn diese Importe begrenzt werden auf 10 % im Jahresmittel und gleichzeitig auf 25 % im Winterhalbjahr. Im Ergebnis vermindern diese Importrestriktionen die Importe ab etwa 2020 deutlich. Dadurch werden vornehmlich die (thermischen) Importe aus Deutschland und Österreich zurückgefahren. Später werden infolge der Restriktionen auch verstärkt die (billigeren Nuklear-)Importe aus Frankreich reduziert. Dies führt zu einem veränderten

Kraftwerkspark in der Schweiz mit Gaskombikraftwerken von rund 4500 MW installierter Leistung (12 Anlagen à 400 MW, rund 1500 MW mehr im Jahr 2050 als in Szenario 1 ohne Restriktionen). Stromerzeugung aus WKK wird nur in speziellen Fällen wirtschaftlich.

In der Folge steigen die jährlichen Energiekosten im Jahr 2050 um voraussichtlich 10 %. Dies resultiert aus höheren Kosten für die fossile Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken und WKK im Vergleich zu den Importkosten in Szenario 1. Importrestriktionen können also über veränderte, höhere Preise in der Schweiz sowohl Gaskombikraftwerke als auch gewisse WKK-Anlagen wirtschaftlich werden lassen.

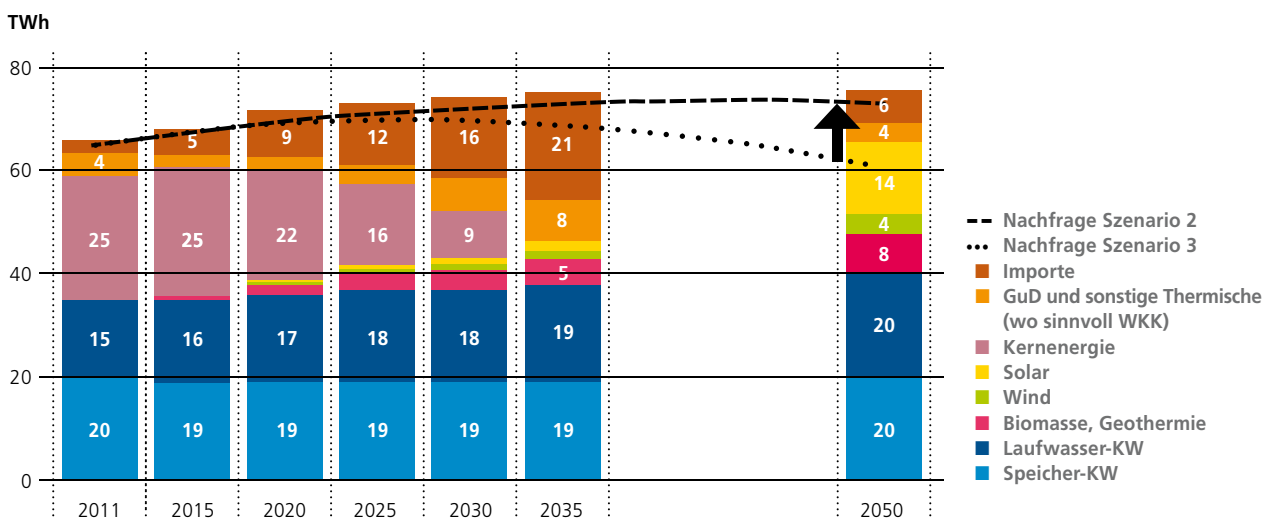
8.2.4.2 Nachfrageziele aus Szenario 3 nicht erreicht

In einer weiteren Sensitivitätsrechnung wurde untersucht, welche Auswirkungen es hat, wenn die Schweiz einen Pfadwechsel von Szenario 3 zu Szenario 2 machen muss; wenn also eine Nachfrageentwicklung gemäss Szenario 3 angestrebt, aber effektiv Szenario 2 erreicht wird, während das Angebot «nur» gemäss Szenario 3 errichtet wird.

In diesem Fall führt die um 20 % höhere Nachfrage dazu, dass langfristig zusätzliche Kapazitäten an Gaskombikraftwerken gebaut werden. Die Kapazität von Gaskombikraftwerken steigt nach 2025 um zusätzliche 800 MW, was zwei weiteren Anlagen à 400 MW entspricht. Zusätzlich steigen die Nettoimporte nach 2035. Abbildung 8.15 veranschaulicht die Entwicklung.

Im Ergebnis ist dieser Pfadwechsel teuer: Die jährlichen Energiekosten des Zubaus würden 2050 um über 20 % steigen.

ABBILDUNG 8.15: Pfadwechsel: Angebot Erneuerbare wie Szenario 3, Nachfrage Szenario 2



Quelle: Pöyry 2012

8.3 Szenarioabhängige Kosten der Stromversorgung

Wie die vorangehenden Kapitel deutlich machen, fallen in allen betrachteten Szenarien in den nächsten Jahrzehnten über 40 % der Schweizer Stromproduktion weg: vor allem Kernenergie, in geringerem Mass auch die Wasserkraft-erzeugung wegen der Erhöhung der Restwassermengen. Heute basiert die Stromversorgung zu wesentlichen Teilen auf weitgehend abgeschriebenen Investitionen früherer Generationen mit vergleichsweise tiefen Gestehungskosten. Allein aufgrund der notwendigen Ersatzinvestitionen ist deshalb mit steigenden Gestehungskosten der Stromversorgung zu rechnen.

Die Entwicklung der Kosten der Stromversorgung leitet sich aus den zu erwartenden Investitionen in inländische Produktionsanlagen und Netzinfrastrukturen sowie aus den notwendigen Nettoimportvolumen ab. Für alle drei Szenarien wurden dabei die gleichen Grundannahmen getroffen, womit die Kostenvergleiche aussagekräftig sind (vgl. auch Kapitel 4.2).

Hinzu kommen Kosten, die aus einer verstärkten Stromeffizienzpolitik entstehen. Grundsätzlich bewirkt eine verringerte Stromnachfrage für jeden einzelnen Konsumenten eine tiefere Stromrechnung. Die Reduktion der Nachfrage ist nebst Stromsparen bis hin zur Konsumeinschränkung mit Investitionen in neue Technologien, dem vorzeitigen Ersatz von Geräten und Anlagen verbunden. Damit diese Massnahmen umgesetzt werden, sind auch Lenkungsinstrumente einzusetzen. All diese Aktivitäten lösen einen Aufwand aus, der in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zu berücksichtigen wäre. Dies wurde im vorliegenden Bericht nicht quantifiziert, da einerseits aufgrund der Datenbasis keine fundierten Aussagen möglich sind und andererseits eine vertiefte Betrachtung dieser Fragestellungen die Systemgrenzen der Untersuchung sprengen würde.

8.3.1 Investitionsvolumen

8.3.1.1 Investitionen in den Erhalt der Bestandsanlagen

Um die Qualität der Versorgung aufrechterhalten zu können, ist es zunächst nötig, die bestehenden Netzinfrastrukturen und Produktionsanlagen zu erhalten und zu erneuern. Die Investitionen in den Anlagenbestand sind in allen Szenarien identisch:

- Für die verbleibende Betriebsdauer der bestehenden Kernkraftwerke ist für alle Werke mit Investitionen von insgesamt 5,2 Milliarden Franken zu rechnen.⁴³
- Ein grosser Teil der Wasserkraftwerke wird in den nächsten Jahrzehnten das Ende der Konzessionsdauer erreichen. Für allfällige Erneuerungsarbeiten im Rahmen der Neukonzessionierung bzw. nach dem Heimfall fallen bis 2035 insgesamt 4 Milliarden Franken und bis 2050 insgesamt zusätzlich 20 Milliarden Franken an Investitionen an.⁴⁴
- Für den Substanzerhalt der bestehenden Netze (alle Netzebenen) kann von jährlichen Reinvestitionen in Höhe von 1,5 Milliarden Franken pro Jahr ausgegangen werden.⁴⁵

8.3.1.2 Investitionen in neue Stromproduktionsanlagen und Netze

Für den Ersatz der in den nächsten Jahren wegfallenden Produktionskapazitäten und die Deckung der Stromnachfrage ist der Zubau neuer inländischer Produktionskapazität nötig. Den Szenario-spezifischen Zubau von Produktionsleistung bildet die Abbildung 8.2 ab, die Abbildungen 7.1 bis 7.3 zeigen die entsprechende Produktion. Der Investitionsbedarf wird durch sinkende Nachfrage in Szenario 3 bzw. durch Importe in den Szenarien 1 und 2 gedämpft. Bedingt durch diese gegenläufigen Tendenzen, resultiert bis 2035 in allen Szenarien ein vergleichbares Investitionsvolumen für neue Kraftwerke von rund 15 bis 20 Milliarden Franken. Aufgrund des massiv höheren Zubaus an erneuerbarer Produktion nach 2035 steigt das Investitionsvolumen anschliessend in Szenario 3 deutlich stärker – trotz der sinkenden Nachfrage. Über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 fallen in Szenario 1 Investitionen in neue Erzeugungsanlagen in Höhe von 25 Milliarden Franken, in Szenario 2 von fast 40 Milliarden Franken und in Szenario 3 von fast 50 Milliarden Franken an (Pöyry 2012).

Zur Verstärkung des Transportnetzes sind, wie in Kapitel 8.1 erläutert, für die Realisierung des «strategischen Netzes» gemäss Swissgrid bis 2035 Zusatzinvestitionen von rund 2 Milliarden und bis 2050 weitere 0,6 Milliarden Franken notwendig.⁴⁶ Diese Investitionen müssen in allen Szenarien im gleichen Umfang unabhängig von der Entwicklung der dezentralen Einspeisung erfolgen.

⁴³ In diesen Investitionen nicht enthalten sind die über die ordentlichen Erneuerungsinvestitionen hinausgehenden Verstärkungen der Sicherheitssysteme im Nachgang zu Fukushima, die zum heutigen Zeitpunkt nicht beziffert werden können.

⁴⁴ In diesen Kosten nicht berücksichtigt sind allfällige Entschädigungen für den Heimfallverzicht. Anlagen, die ein Konzessionär von Nutzungsrechten errichtet hat und die dem «trockenen – elektromechanischen – Teil» zuzurechnen sind, können gegen Entschädigung vom jeweiligen Kanton bzw. der jeweiligen Gemeinde übernommen werden. Das Gemeinwesen kann auf den Heimfall verzichten. Wird das Werk vom bisherigen Konzessionär weiterbetrieben und wird ihm eine neue Konzession erteilt, dann ist der Verzicht des Gemeinwesens auf den Heimfall zu entschädigen. Man spricht von der Heimfallverzichtsentschädigung.

⁴⁵ Basierend auf einem Wiederbeschaffungswert des Stromnetzes von 60 Milliarden Franken (Plaut 2006) und einer durchschnittlichen Lebensdauer über alle der sehr verschiedenen Komponenten von 40 Jahren, resultieren jährliche Netzinvestitionen von 1,5 Milliarden Franken.

⁴⁶ Angaben gemäss Swissgrid. Die Realisierung des «Zielnetzes 2030» (d.h. der 52 Ausbauprojekte des strategischen Netzes) benötigt Investitionen von 6 Milliarden Franken, wobei 4 Milliarden durch Erneuerungen und 2 Milliarden Franken durch Ausbauten verursacht werden. Im Zeithorizont bis 2050 ist mit einem zusätzlichen Ausbaubedarf in der Grössenordnung von 0,6 Milliarden Franken zu rechnen.

TABELLE 8.2: Investitionsvolumen in Netze und Produktionsanlagen (2011 real)

Milliarden Franken	2011 bis 2035			2011 bis 2050		
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Zubau Produktion fossil-thermisch	2.5	1.4	0.0	2.7	1.4	0.0
Zubau Produktion erneuerbar	12.9	17.5	19.6	22.4	36.8	48.8
Ausbau des Hochspannungsnetzes	2.0	2.0	2.0	2.6	2.6	2.6
Ausbau und Verstärkung des Mittel- und Niederspannungsnetzes (nur Ausbauteil)	0.3	1.1	0.6	2.4	5.5	9.6
Investitionen in neue Netze und Produktion	17.7	22.1	22.2	30.0	46.3	61.0
Gesamtinvestitionen inkl. Erhalt und Erneuerung Bestand Netz und Produktion	64.6	68.9	69.0	118.1	134.4	149.1

Quelle: VSE

Die Investitionen in die Mittel- und Niederspannungsnetze sind dagegen stark abhängig vom Grad und von der lokalen Verteilung der dezentralen Einspeisung (Consentec 2012).⁴⁷ Da die Potenziale der erneuerbaren Energien im Wesentlichen erst spät erschlossen werden, fällt vor 2035 nur ein geringer Ausbaubedarf von zwischen 0,3 und 1,1 Milliarden Franken an. Szenario 3 weist bis ins Jahr 2035 einen geringeren Investitionsbedarf auf als Szenario 2. Dies ist auf die unterschiedlichen zeitlichen Entwicklungen des Stromverbrauchs und der Erzeugungsleistung zurückzuführen. Im Horizont bis 2050 differiert der Investitionsbedarf stärker: In Szenario 3 fallen die Investitionen mit 9,6 Milliarden Franken um rund 7 Milliarden Franken höher aus als in Szenario 1 mit 2,4 Milliarden Franken.

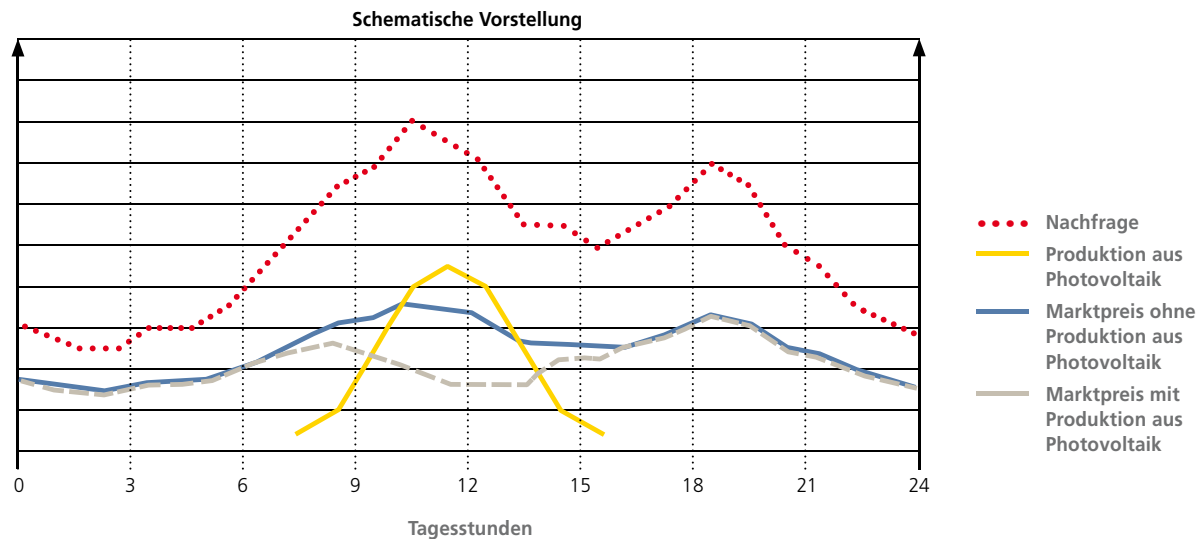
Insgesamt resultiert bis 2035 für Erhalt und Erneuerung einerseits und den Ausbau der Produktionsanlagen und der Netzinfrastruktur andererseits in allen Szenarien ein Investitionsbedarf von knapp 70 Milliarden Franken. Bis 2050 steigt das Investitionsvolumen in Szenario 1 auf 118 Milliarden Franken, in Szenario 2 auf fast 135 Milliarden Franken und in Szenario 3 auf fast 150 Milliarden Franken.

Abschliessend werden die Investitionseffekte in den unter 8.2.4 dargestellten Sensitivitätsrechnungen erläutert:

- Sollte, wie in Kapitel 8.2.4.1 beispielhaft für Szenario 1 dargestellt, seitens der Politik eine Begrenzung der Importe gewünscht werden, müssten laut der entsprechenden Sensitivitätsberechnung bis 2050 im Vergleich zu Szenario 1 weitere 5 Milliarden Franken in die Produktion investiert werden, was also zu einem Gesamtinvestitionsvolumen von 123 Milliarden Franken führen würde.
- Tritt der in Kapitel 8.2.4.2 beschriebene Pfadwechsel von Szenario 3 zu Szenario 2 ein – beschreitet also die Schweiz das in Szenario 3 angestrebte Zubauszenario an erneuerbaren Energien, erreicht aber nicht die angestrebte Reduktion der Nachfrage –, steigt das Investitionsvolumen in den Kraftwerkspark gegenüber Szenario 3 um 3 Milliarden Franken auf insgesamt rund 153 Milliarden Franken.

⁴⁷ Die Basis bilden die innovativen Netzmassnahmen gemäss Kapitel 8.1.2. Ein Teil der notwendigen Investitionen im Verteilnetz erfolgt im Rahmen von ohnehin notwendigen altersbedingten Erneuerungen (bis 2035 die Hälfte, 2035 bis 2050 ein Drittel). In den Kostenberechnungen wird beim Ausbau nur der entsprechende Anteil der Verstärkungsinvestitionen berücksichtigt. Der Rest wird unter den Bestandserhalt summiert.

ABBILDUNG 8.16: Einfluss verstärkter Einspeisung von Produktion aus Photovoltaik mit Abnahmegarantie auf das Marktpreisniveau



Quelle: VSE

8.3.2 Gesamtkosten der Stromversorgung und Endkundenpreis

Nachfolgend werden die Effekte der Kostenentwicklung auf den Endkundenpreis betrachtet, aufgeteilt nach den Kosten der Energie einschliesslich der Förderkosten für erneuerbare Energie und des Netzes. Weitere Steuern und Abgaben werden nicht betrachtet. Ausserdem werden Kosten für allfällige Energiebeziehungswise Stromeffizienzmassnahmen nicht einberechnet.

8.3.2.1 Einfluss der Energiekosten auf den Endkundenpreis

Der Grosshandelspreis für Elektrizität bildet in einem liberalisierten Markt die Basis für die Endkundenpreise. Diese auf das Jahr bezogenen durchschnittlichen Marktpreise verdoppeln sich für die Schweiz von 2011 bis 2035 im Jahresdurchschnitt in allen Szenarien auf 130 Franken pro MWh.⁴⁸ Die hauptsächlichen Treiber hierfür sind die steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise. Anschliessend sinken die Preise wieder leicht und liegen im Zeitraum um 2050 bei 125 Franken pro MWh in Szenario 1 und bei 105 Franken pro MWh in Szenario 3. Der stärkere Rückgang in Szenario 3 ist auf die deutlich rückläufige Nachfrage zurückzuführen, die einen geringeren Zubau an Kraftwerken nötig macht.

Das starke Wachstum der Solar- und Windstromproduktion in Szenario 3 führt zudem zu einer stark schwankenden Einspeisung und – unter Voraussetzung garantierter Vergütungssätze – zu volatileren Marktpreisen. Dies kann bei punktuell hoher gleichzeitiger Einspeisung, die über die verfügbare Nachfrage hinausgeht, sogar zu negativen Marktpreisen führen. Hinzu kommen steigende Kosten für Systemdienstleistungen.⁴⁹

Ausserdem führt dieser bedeutende Anstieg der erneuerbaren Erzeugung, die aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Abnahmegarantien und finanzieller Förderung beträchtliche Einnahmen ausserhalb der Grosshandelsmärkte generiert, zu einer geringeren Residuallast.⁵⁰ So senkt zum Beispiel die Einspeisung von Photovoltaik-Strom die Lastspitze über Mittag. Dies senkt in dieser Zeit den Marktpreis. Damit generieren alle Kraftwerke zu wenig Erlös im Verhältnis zu ihren Gesamtkosten – die Subventionierung verzerrt also den Markt. Dies macht oben stehende Abbildung 8.16 deutlich.

Die je nach Szenario unterschiedliche Zusammensetzung des Stromangebots führt zu einer **unterschiedlichen Zusammensetzung der Energiekosten**.

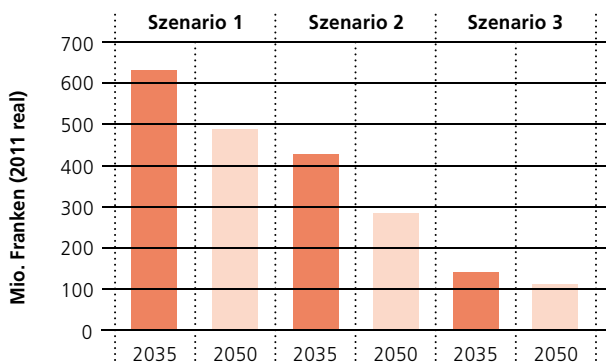
- **Kapitalkosten und fixe Kosten:**

Die Kapitalkosten umfassen Investitionskosten inklusive Verzinsung des eingesetzten Kapitals während der Lebensdauer. Szenario 3 weist bei den wesentlichen erneuerbaren Energien einen stark steigenden und insgesamt sehr hohen Kapitalkostenanteil auf (75 % im Jahr 2050). In den Szenarien 1 und 2 machen die Kapitalkosten aufgrund des Anteils der deutlich weniger kapitalintensiven Gaskraftwerke am Ausbau ein Drittel bzw. die Hälfte der Kosten aus.

Die Entwicklung der fixen Kosten (Betriebs- und Unterhaltskosten, Personal etc.) unterscheidet sich kaum in den drei Szenarien.

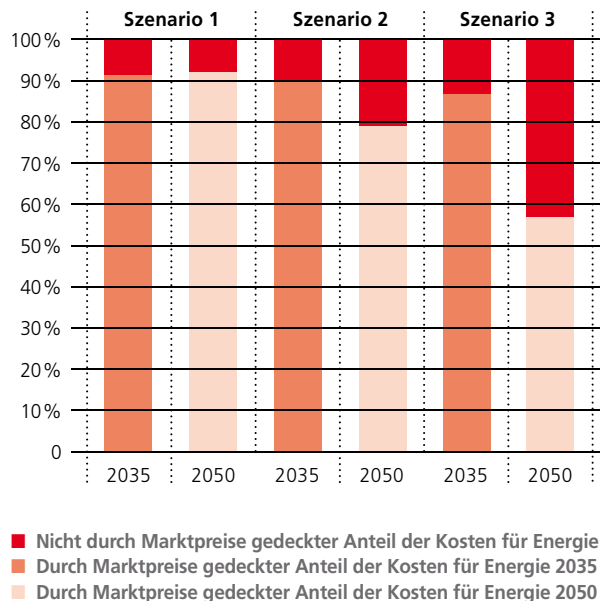
⁴⁸ Vgl. Kapitel 8.2.1, ⁴⁹ Vgl. Kapitel 8.2.3.4, ⁵⁰ Vgl. Kapitel 8.2.2.1

ABBILDUNG 8.17: CO₂-Kosten der Stromproduktion bei vollständiger Kompensation der CO₂-Emissionen



Quelle: VSE

ABBILDUNG 8.18: Anteil zusätzlicher Fördergelder für Ausbau erneuerbarer Energien an den Gesamtkosten der Energie



Quelle: VSE

- **Variable Kosten:**

Die variablen Kosten (Brennstoffe, CO₂-Emissionen, Betriebsmittel, variable Unterhaltskosten, variable Gastransportkosten und Gebühren wie beispielsweise Wasserzins) machen in Szenario 1 aufgrund der hohen inländischen Erzeugung aus Gaskombikraftwerken rund ein Drittel der Kosten des Stromangebots aus, in Szenario 2 rund ein Viertel. Der Strompreis wird also durch die internationalen Gaspreise stark beeinflusst. Der Verzicht auf neue Kernkraftwerke führt in Szenario 1 und 2 zu einer zusätzlichen CO₂-Belastung der Schweizer Stromproduktion. Aus der Kompensation der gesamten Emissionen (Kauf von Emissionszertifikaten zu Kosten von 22 Euro pro Tonne im Jahr 2015 bis 60 Euro pro Tonne im Jahr 2050) resultieren in Szenario 1, das am stärksten auf Gaskombikraftwerken basiert, jährliche Kosten von über 600 Millionen Franken. Den Vergleich der Studien in dieser Hinsicht stellt Abbildung 8.17 dar.

- **Stromimporte:**

Das Volumen der Importe nimmt bis 2035 in allen Szenarien zu und macht in den Szenarien 1 und 2 rund ein Drittel, im Szenario 3 sogar fast 40% der Energiekosten aus. In Szenario 3 werden die Importkosten zusätzlich erhöht durch den Kauf von Grünstromzertifikaten im Umfang von über 400 Millionen Franken im Jahr 2035. Bis 2050 differieren die Szenarien: In Szenario 1 bleiben die Importkosten hoch, in Szenario 2 sind sie rückläufig. In Szenario 3 resultiert unter anderem aufgrund der zeitweise sehr hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Jahresdurchschnitt ein Exportüberschuss.

Hinzu kommen **Förderkosten** für den Ausbau erneuerbarer Energien. Wie Abbildung 8.18 zeigt, steigt das Fördervolumen in den Szenarien deutlich an, und dies trotz sinkender Nachfrage und sinkender Kosten der erneuerbaren Energien

(insbesondere der Solarenergie) pro produzierter Kilowattstunde über den Betrachtungszeitraum. In Szenario 3 führt die hohe Einspeisung von Strom mit Abnahmegarantie zu einem Marktpreiszerfall nach 2035 und damit auch zu einem gesteigerten Förderbedarf.

In Szenario 3 sind 2050 fast 45% der Kosten der Stromproduktion durch Fördergelder zu decken, weil bis dahin über zweieinhalbmal so viel zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird wie in Szenario 1. Dies bedeutet im Jahr 2050 sechsmal höhere Förderbeiträge als in Szenario 1, die von den Endkunden zu finanzieren sind. Hierdurch steht das Szenario 3 in gewissem Widerspruch zur angestrebten EU-Energiemarktöffnung: Die geförderten Strommengen sind nicht mehr im freien Markt handelbar, die Effekte von Wettbewerb beschränken sich dann auf einen kleinen Teilmarkt.

Unterstellt ist bei diesen Rechnungen eine maximal effiziente Förderung der wirtschaftlichsten Anlagen innerhalb der Technologie erneuerbarer Energien. Die Kosten werden höher sein, wenn der Fördermechanismus weniger effizient ausgestaltet wird. Darüber hinaus müssen in den Szenarien, wie beschrieben, die rechtlichen Bedingungen immer stärker angepasst werden, in Szenario 3 insbesondere auch das Raumplanungsgesetz und das Gewässerschutzgesetz.

8.3.2.2 Einfluss der Netzkosten auf den Endkundenpreis

Ein weiterer Bestandteil der Endkundenpreise sind die Kosten der Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur. Die Steigerung der jährlichen Netzkosten ist bis 2035 in allen Szenarien vergleichbar und beträgt preisbereinigt rund 10 %. Der Haupttreiber dafür ist der in allen Szenarien gleichermaßen notwendige Ausbau des Übertragungsnetzes. Aufgrund der unterschiedlichen Nachfrageentwicklung bis 2035 bewirkt diese Entwicklung auf Ebene des Endkundenpreises in Szenario 1 vorübergehend sinkende Netzkosten um rund 10 Franken pro MWh, in Szenario 2 einen leichten Rückgang um 3 Franken pro MWh und in Szenario 3 eine leichte Steigerung um 2 Franken pro MWh.

Nach 2035 fällt im Zuge des erheblichen Zubaus erneuerbarer Energien ein je nach Szenario unterschiedlicher Investitionsbedarf in die Verteilnetzinfrastruktur an. Damit unterscheidet sich Szenario-spezifisch auch die Kostenentwicklung: In Szenario 1 ist im Vergleich zu heute eine Erhöhung der jährlichen Netzkosten um rund 15 % zu erwarten. In Szenario 2 steigen die Kosten preisbereinigt um 25 %, in Szenario 3 um rund 40 %. Diese Kostenentwicklungen gelten analog annäherungsweise auch für den Netzanteil am Endkundenpreis eines Referenz-Haushaltskunden.

8.3.2.3 Entwicklung des Endkundenpreises

In der Folge wird die Entwicklung der spezifischen Kosten in den Szenarien pro kWh und Jahr untersucht. Abbildung 8.19 verdeutlicht eine beträchtliche Kostensteigerung in allen Szenarien. Die Kosten in Szenario 1 steigen preisbereinigt um 30 %, in Szenario 2 um 45 % und in Szenario 3 um 70 %. Zu den Kostensteigerungen tragen jeweils die spezifischen Effekte in den Bereichen Energie, Netze und Fördervolumen bei. Hinzu kommen in Szenario 3 Zusatzkosten für die Beschränkung der Importe auf solche aus erneuerbaren Energien.

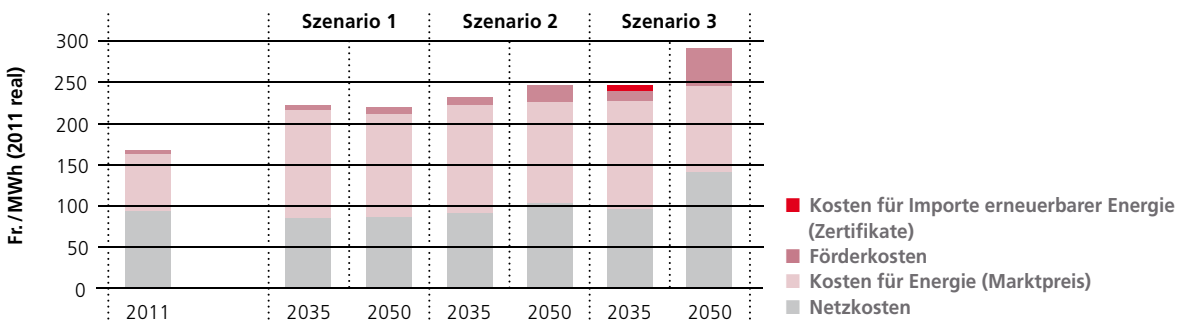
Betrachtet man die Entwicklung der jährlichen Kosten für die Endkunden, resultieren in allen drei Szenarien aufgrund der unterschiedlichen Nachfrageentwicklung vergleichbare Kosten in der Grössenordnung von 17,6 bis 17,8 Milliarden Franken. In diesen Kosten nicht berücksichtigt sind allfällige Lenkungsabgaben und Opportunitätskosten, die sich aus den je nach Szenario unterschiedlich starken Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz ergeben.

Ergänzend werden die Gesamtkosteneffekte in den unter 8.2.4 dargestellten **Sensitivitätsrechnungen** erläutert:

- Werden, wie in Kapitel 8.2.4.1 beispielhaft für Szenario 1 dargestellt, die Importe auf 10 % insgesamt und auf 25 % im Winter begrenzt, steigen die jährlichen Kosten der Energieproduktion im Jahr 2050 um rund 10 %. Bezogen auf die Endkundenpreise hat diese Kostensteigerung allerdings kaum eine Auswirkung, da ein Teil der Zusatzkosten durch Wärmegutschriften für WKK gedeckt und damit nicht auf die Stromkunden überwälzt wird.
- Tritt der in Kapitel 8.2.4.2 beschriebene Pfadwechsel von Szenario 3 zu Szenario 2 ein, so steigen die jährlichen Gesamtkosten aufgrund des Zubaus deutlich. Sie würden bis 2050 im Vergleich zu Szenario 3 um zusätzlich rund 20 % auf 21,2 Milliarden Franken steigen. Bezogen auf die Endkundenpreise ergibt sich daraus aufgrund der höheren Nachfrage allerdings keine wesentliche Veränderung.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Herausforderungen bereits in Szenario 1 gross sind. Für Erzeugung und Netz werden bis 2050 Investitionen in Höhe von 118 Milliarden Franken erforderlich sein. Die Endkundenpreise werden um rund ein Drittel steigen. Gründe hierfür sind die steigenden Stromgrosshandelspreise aufgrund des Zubaubedarfs in der Stromproduktion, die Fördermassnahmen zur Unterstützung des Zubaus erneuerbarer Energien und die Notwendigkeit des Netzausbaus.

ABBILDUNG 8.19: Entwicklung der jährlichen Endkundenpreise (ohne Steuern und Abgaben)



Quelle: VSE

In Szenario 2 sind die Herausforderungen grösser als in Szenario 1: Für Erzeugung und Netz werden bis 2050 Investitionen in Höhe von knapp 135 Milliarden Franken erforderlich sein. Die Endkundenpreise werden dadurch stärker steigen als in Szenario 1. Fördermassnahmen zur Unterstützung des zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien werden beispielsweise im Jahr 2050 in einer Grössenordnung von ungefähr 2 Rappen pro kWh erforderlich sein. Auch der notwendige verstärkte Ausbau der Verteilnetze beeinflusst den Endkundenpreis.

In Szenario 3 werden in Erzeugung und Netz bis 2050 Investitionen in Höhe von fast 150 Milliarden Franken erforderlich sein. Die Endkundenpreise steigen stärker als in Szenario 2. Hier trägt der kapitalintensive und förderbedürftige Ausbau der erneuerbaren Energien zur Kostensteigerung bei. Fördermassnahmen zur Unterstützung dieses Ausbaus werden 2050 in einer Grössenordnung von fast 4,5 Rappen pro kWh erforderlich sein. Darüber hinaus beeinflusst auch die Notwendigkeit des Netzausbaus den Endkundenpreis.

Kosten eines Blackouts

Unter einem Blackout versteht man den unerwarteten Ausfall der Stromversorgung in grossen Teilen einer Region während eines Zeitraums, der von einigen Stunden bis hin zu drei Tagen dauern kann. Die Wahrscheinlichkeit eines generellen, landesweiten Stromausfalls ist in der Schweiz bisher äusserst gering. Abgesehen von unvorhersehbaren meteorologischen Ereignissen, Materialversagen oder menschlichen Fehlern liegen die wesentlichen möglichen Ursachen für Blackouts in plötzlich auftretenden Ungleichgewichten zwischen Produktion und Verbrauch oder in den Netzanlagen, die zu grossen Spannungs- und Frequenzschwankungen führen. Faktoren, die das Risiko von grossflächigen Stromausfällen erhöhen, sind das Auftreten von Engpässen aufgrund lokal ungenügender Produktion oder Netzkapazität, strukturelle Defizite aufgrund fehlender Investitionen in die Versorgungsinfrastruktur und ein unzureichender Ausgleich der Volatilität bestimmter erneuerbarer Energien.

Unterschiedliche Methoden ermöglichen es, die Kosten eines Blackouts in der Schweiz anhand von bereits in anderen Ländern vorgenommenen Analysen einzuschätzen. Diese Schätzungen ergeben Kosten in einer Grössenordnung von 2 bis 4 Milliarden Franken pro Ereignis und pro Tag (Hubacher und Gamma 2011). Zum Vergleich: Das Schweizer Bruttoinlandsprodukt liegt heute bei 2,4 Milliarden Franken pro Werktag, die jährlichen Investitionen in den Substanzerhalt des gesamten Schweizer Stromnetzes belaufen sich auf rund 1,5 Milliarden Franken.

8.4 Fazit

Zu Systembetrachtungen und Kosten sind folgende Ergebnisse zusammenzufassen:

- In allen Szenarien ist es von grösster Wichtigkeit, im Übertragungsnetz das so genannte «Strategische Netz» zu realisieren.
- Szenariounabhängig braucht es in den Verteilnetzen trotz steigender dezentraler Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2035 keinen umfangreichen Netzausbau, wohl aber punktuelle Massnahmen, die im Einzelfall auch grösseres Ausmass annehmen können.
- Bis 2050 sind zwischen 20 000 und 85 000 Kilometer Verteilnetze von einem durch die Anbindung und Einspeisung dezentraler Energien ausgelösten Ausbau bzw. einer Verstärkung betroffen.
- Die Schweiz verfügt mit dem bestehenden Kraftwerkspark, namentlich der Speicherwasserkraft, über eine hervorragende Grundlage, zukünftig wachsende Flexibilitätsanforderungen zu meistern.
- Ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien lässt sich nicht ohne einen intensiven Stromaustausch mit und in Europa bewerkstelligen.
- Für Erzeugung und Netz werden bis 2050 Investitionen in Höhe von 118 Milliarden Franken in Szenario 1, knapp 135 Milliarden Franken in Szenario 2 und fast 150 Milliarden Franken in Szenario 3 erforderlich sein.
- Steigt der Verbrauch stärker als angenommen, verursacht dies mehr Importe, weitere Gaskombikraftwerke sowie jährliche Zusatzkosten in Höhe von rund 1,5 Milliarden Franken.



9.

Die Szenarien im vorliegenden Bericht stellen mögliche, in sich konsistente Bündel von Entwicklungen als Wege in die Zukunft dar. Es gibt keinen Königsweg in die Zukunft der Energieversorgung. In einer Welt knapper werdender Ressourcen weisen alle Szenarien Vor- und Nachteile auf.



Bewertung der Szenarien

9.1 Kriterien der Bewertung

Die Szenarien im vorliegenden Bericht stellen mögliche, in sich konsistente Bündel von Entwicklungen als Wege in die Zukunft dar. Es geht in der Folge nicht darum, zu bewerten, welches Szenario das «bessere» für die Zukunft wäre. Entsprechend werden folgende Aspekte bewertet:

Auf der Angebotsseite:

- die gesamtwirtschaftliche Wirkung der jeweiligen eingesetzten Erzeugungstechnologien;
- die gesamtwirtschaftliche Wirkung des importierten bzw. exportierten Stroms sowie der für die inländische Erzeugung erforderlichen Importe an Primärenergien und Anlagenkomponenten;
- die politischen und regulatorischen Voraussetzungen, die nötig sind, um die angebotsseitigen Ziele zu erreichen.

Auf der Nachfrageseite:

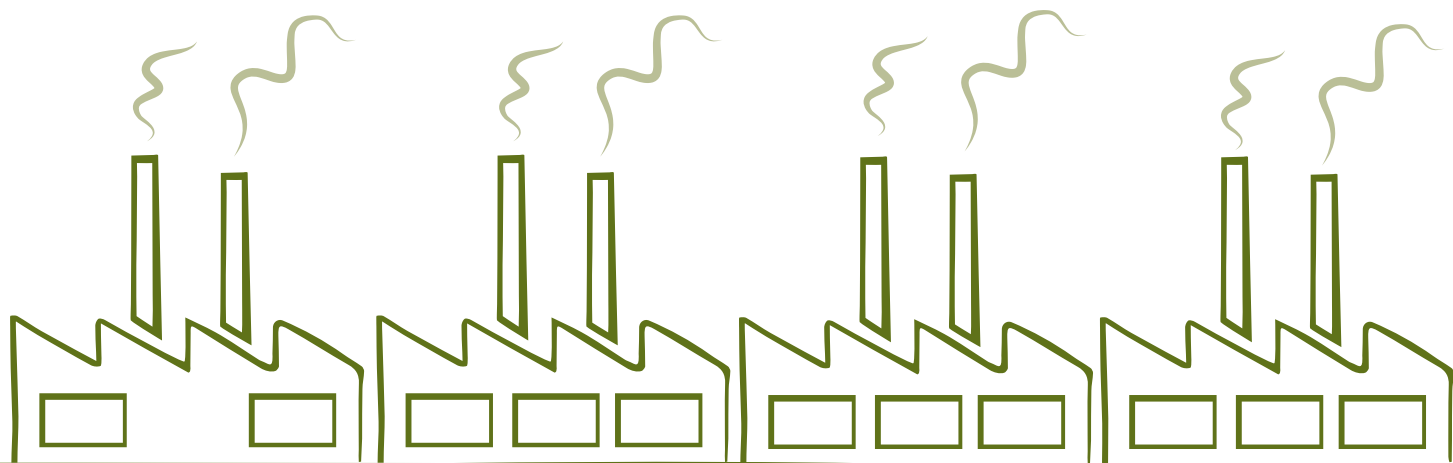
- die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der jeweiligen Nachfrage- und Gesamtkostenentwicklungen (Energiepreise);
- die politischen und regulatorischen Voraussetzungen, die nötig sind, um die nachfrageseitigen Ziele zu erreichen.

Hieraus ergeben sich folgende **Kriterien für die Bewertung der Szenarien**:

- 1. Gesamtkosten und wettbewerbsfähige Preise:** Effekte der Investitionen in die Produktions- und Netzinfrastruktur auf den Endkundenpreis und die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Volkswirtschaft.
- 2. Umweltauswirkungen:** Beeinträchtigung des Ökosystems durch Treibhausgas- und Schadstoffemissionen, Landverbrauch und Raumverträglichkeit sowie Effekte grauer Importe.
- 3. Auslandsabhängigkeit:** Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten im Inland zur Sicherung der Versorgung, Verfügbarkeit von Ressourcen wie Primärenergieträgern und Anlagenkomponenten.
- 4. Regulatorische Eingriffstiefe und -intensität:** Mögliche Massnahmenbündel für die Erreichung der nachfrage- und angebotsseitigen Ziele und deren Auswirkungen auf die individuelle Freiheit.

Ergänzend sei erwähnt, dass die Versorgungssicherheit, also die Verfügbarkeit von Elektrizität, in allen Szenarien eine wichtige Grundlage darstellt. In jedem der Szenarien wurde sorgfältig untersucht und sichergestellt, ob und zu welchen Kosten flexible Produktion, Bandenergie und intermittierende Energie systemtechnisch im Rahmen der getroffenen Annahmen immer genügend ausbalanciert und in ausreichendem Masse verfügbar sind.

Ein weiteres wichtiges Kriterium, das aufgrund derzeit nicht vorhandener umfassender quantitativer Analysen keine abschliessende Bewertung erfährt, ist die Wirkung der Szenarien auf Wertschöpfung und Beschäftigung (vgl. Kasten auf der nächsten Seite).



Szenario-spezifische Effekte für Beschäftigung und Wertschöpfung

Im Jahr 2008 betrug die Wertschöpfung der Strombranche über 8 Milliarden Franken oder 1,5 % des Bruttoinlandsprodukts der Schweiz. Die Strombranche hat im Inland etwa 22 000 Vollzeitbeschäftigte. Durch das Beziehen von Vorleistungen wie Infrastrukturanlagen und Ingenieurleistungen generiert sie zusätzlich Wertschöpfung und Beschäftigung in anderen Wirtschaftszweigen, zu einem grossen Anteil im Inland (UVEK, Infrastrukturnetze 2010). Die direkte und indirekte Wertschöpfung und Beschäftigung der Strombranche in der Schweiz beträgt so 18 Milliarden Franken respektive rund 75 000 Vollzeitstellen.

In allen drei Szenarien fallen zukünftig zusätzliche Investitionen in die Stromversorgung an, mit positiven Bruttoeffekten auf Wirtschaft und Beschäftigung. Die inländischen Investitionen für den Ausbau von Produktionsanlagen und Stromnetzen sind in Szenario 3 rund doppelt so hoch wie in Szenario 1.

Die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Massnahmen zur Verbesserung der **Stromeffizienz** variieren. Entwicklungen im Bereich Smart Homes oder Prozessoptimierungen in Unternehmen schaffen Arbeitsplätze in den Bereichen Industrie, Planung und Beratung.

Der Zubau von **erneuerbaren Energien** stimuliert das inländische und beschäftigungsintensive Baugewerbe. Zudem profitieren die Zulieferer, vielfach KMU. Vergleichbare Effekte hat der Bau von **Stromnetzen und WKK-Anlagen**. Bei **Gaskombikraftwerken** und Importen hingegen ist die Bruttowertschöpfung geringer, weil ein substanzieller Anteil der Produktionsleistung im Ausland stattfindet.

Für eine **gesamtwirtschaftliche Beurteilung** der Szenarien müssen allerdings auch die Opportunitätskosten der Subventionen und die Auswirkungen von höheren Stromgestehungskosten auf die inländische Wirtschaft mitberücksichtigt werden. In Szenario 3 beispielsweise werden fast 50 % der Stromproduktionskosten durch Förderbeiträge gedeckt. Im Vergleich zum Ausland überdurchschnittlich stark steigende Strompreise reduzieren die Kaufkraft der Bevölkerung und die internationale Konkurrenzfähigkeit der Unternehmen. Diese gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen können auf Basis vorhandener Studien nicht seriös beziffert werden. Sie hängen unter anderem von Annahmen zu Kosten für Effizienzmassnahmen, den Marktpreisen und der Aussenhandelsbilanz (Exportchancen) ab.

Zu den Beschäftigungseffekten von erneuerbaren Energien: Für Deutschland hat eine Studie errechnet, dass den neu geschaffenen Stellen im Sektor erneuerbare Energien Arbeitsplatzverluste bei den konventionellen Energien sowie eine Verringerung der ökonomischen Aktivität – verursacht durch höhere Strompreise und den Entzug von Investitionskapital für andere Sektoren – gegenüberstehen (RWI 2009). Gemäss einer spanischen Studie wurden in Spanien gegen 50 200 Stellen durch die Förderung erneuerbarer Energien geschaffen, die im Durchschnitt mit über 500 000 Euro subventioniert wurden. Allerdings wurden pro neu geschaffene Stelle im Bereich erneuerbarer Energien 2,2 Arbeitsplätze in der übrigen Industrie vernichtet (Calzada Alvarez 2009).

9.2 Endkundenpreis

Wie in Kapitel 8.3.2 geschildert, steigen die Gesamtpreise für die Stromlieferung an Endkunden bis 2050 preisbereinigt um 30 % in Szenario 1, um 45 % in Szenario 2 und um 75 % in Szenario 3. Eingerechnet sind dabei die Energie- und die Netzkosten sowie die Fördergelder für erneuerbare Energien.

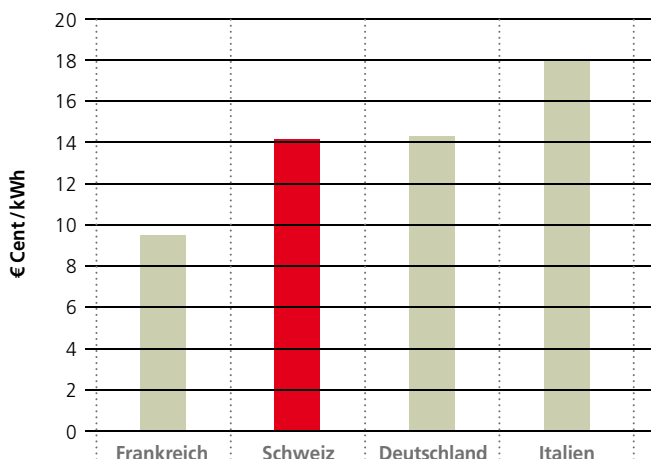
Bis 2035 ist in den Szenarien 1 und 2 eine Steigerung der Preise um ein Drittel zu erwarten, in Szenario 3 um fast 50 %. Während die Kosten in Szenario 1 anschliessend stagnieren, muss in den beiden anderen Szenarien von einer weiteren starken Kosten- und Preissteigerung ausgegangen werden, die im Wesentlichen auf den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist.

Allein eine Strompreiserhöhung von einem Rappen pro kWh kostet die Schweizer Stromkonsumenten rund 600 Millionen Franken. Energiekosten sind ein wichtiger Standortfaktor vor allem für die Industrie. Dass zurzeit die Strompreise im Vergleich mit unseren Nachbarn zumindest im Bereich von Gewerbe, Dienstleistungen und kleineren Industriekunden wettbewerbsfähig sind, verdeutlicht Abbildung 9.1.

Energieintensive Unternehmen könnten Betriebe ins Ausland verlagern, sollten die Schweizer Strompreise über europäisches Niveau steigen.

In Bezug auf die Bewertung der Szenarien kann also festgehalten werden, dass die Strompreise in Szenario 3 deutlich höher sind. Grund dafür sind die höheren Kosten erneuerbarer Energien, die wiederum auf den Zubau von Stromproduktionsanlagen und Netzen zurückzuführen sind. Szenario 1 ist in dieser Hinsicht im Vorteil, Szenario 2 ist dazwischen anzusiedeln.

ABBILDUNG 9.1: Strompreise für Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen sowie kleinere Industriekunden
Verbrauch zwischen 20 MWh und 500 MWh in der Schweiz und angrenzenden Ländern 2011 exkl. MwSt.



Quelle: Eurostat, Elcom

9.3 Umweltauswirkungen

Die Stromproduktion hat verschiedene Umweltauswirkungen, die direkt mit der Zusammensetzung des Strommix zusammenhängen. Im Folgenden werden die Szenarien bezüglich ihrer direkten Umweltauswirkungen zusammengefasst. Diese basieren auf der Entwicklung der CO₂-Emissionen – die Schadstoffemissionen entwickeln sich weitgehend parallel zu den Treibhausgasemissionen –, des Landverbrauchs und der Raumverträglichkeit sowie der grauen Importe, also der Umweltauswirkungen, die im Ausland erfolgen. Darüber hinaus bestehen Auswirkungen, die während des gesamten Lebenszyklus einer Infrastruktur entstehen, wie zum Beispiel durch die Gewinnung der Primärenergie, oder Auswirkungen während des Baus bzw. Rückbaus einer Anlage.

Ausgehend von den in Kapitel 6.5 ausgewiesenen Auswirkungen der Technologien ergeben sich unter anderem folgende Umweltauswirkungen:

Die Schweizer Volkswirtschaft verfügt heute im internationalen Vergleich über eine geringe **CO₂-Emissionsintensität**, insbesondere dank der bisher weitgehend CO₂-freien Stromproduktion. Der Verzicht auf die Kernenergie führt deshalb, vor allem in den Szenarien 1 und 2, zu einem Zielkonflikt mit der Klimapolitik: Sofern nicht eine radikale Stromeffizienzpolitik erfolgreich umgesetzt und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien massiv ausgebaut wird, ist für den Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke im Inland der Bau von Gaskombikraftwerken notwendig. In den Szenarien 1 und 2 führt dies zu einer CO₂-Belastung des Schweizer Stroms von bis zu 7,8 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Diese Zunahme wird bis 2050 aufgrund des dann rückläufigen Anteils an gasbasierter Stromerzeugung wieder sinken.

TABELLE 9.1: Übersicht über direkte Umweltauswirkungen des Produktionsparks

	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3	
	2035	2050	2035	2050	2035	2050
CO₂-Emissionen (Mio. t CO ₂ /Jahr)	7,8 Mio. t	6,1 Mio. t	5,3 Mio. t	3,5 Mio. t	1,7 Mio. t	1,4 Mio. t
Landverbrauch des Zubaus an Speicherwasserkraft (Vergleich mit Kraftwerk Göschenen 160 MW)	1,0 mal... ...Kraftwerk Göschenen	1,6 mal... ...Kraftwerk Göschenen	1,5 mal... ...Kraftwerk Göschenen	2,4 mal... ...Kraftwerk Göschenen	2,0 mal... ...Kraftwerk Göschenen	3,1 mal... ...Kraftwerk Göschenen
Landverbrauch der Windenergie (Anzahl Turbinen à 2 MW)	230 ...Turbinen	620	340 ...Turbinen	930	460 ...Turbinen	1250
Dachflächenverbrauch der Photovoltaik (Vergleich mit Stade de Suisse 1,3 MW/12 000 m ²)	680 mal... ...Stade de Suisse	2 860 mal... ...Stade de Suisse	1 170 mal... ...Stade de Suisse	6 870 mal... ...Stade de Suisse	1 610 mal... ...Stade de Suisse	11 520 mal... ...Stade de Suisse

Quelle: VSE

Heute werden der Schweizer Stromversorgung Emissionen in Höhe von rund 1,8 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr zugeschrieben.⁵¹ Im Maximum führt Szenario 1 zu einer Erhöhung der gesamten Inlandemissionen der Schweiz um bis zu 14 %⁵² (das heutige CO₂-Emissionsvolumen beträgt rund 44 Millionen Tonnen⁵³). Gleichzeitig verursacht eine stärker auf fossil-thermische Kraftwerke abstützende Stromversorgung auch höhere, für die menschliche Gesundheit und die Ökosysteme schädliche Schadstoffemissionen wie Feinpartikel, Schwefeldioxid oder Stickoxid.

Um die klimapolitischen Ziele nicht Makulatur werden zu lassen, ist eine vollständige Kompensation der CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion nötig. Dies geht weit über die Stromwirtschaft hinaus: Bis 2020 sieht das CO₂-Gesetz eine Reduktion der inländischen Treibhausgasemissionen um 20 % unter das Niveau von 1990 vor. Bis Mitte des 21. Jahrhunderts müssen die weltweiten Treibhausgasemissionen gemäss dem heutigen Stand der Klimaforschung im Vergleich zu 2005 um rund 90 % sinken, damit die globale Temperaturerwärmung von 2 Grad nicht überschritten wird. Die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union haben sich deshalb im Grundsatz dafür ausgesprochen, dass die Industrieländer ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 senken. Die EU-Kommission hat 2011 eine entsprechende Roadmap vorgelegt (eur-lex.europa.eu, KOM (2011) 885 2011). Damit diese Ziele erreicht werden können, ist eine weitgehende Dekarbonisierung in allen Sektoren (Wirtschaft, Gebäude und Verkehr) unabdingbar.

Ein weiterer bedeutender Aspekt der direkten Umweltauswirkungen liegt in der Beeinträchtigung des Landschafts- und Ortsbildes und des Landverbrauchs. Gaskombikraftwerke haben als Grossanlagen einen gewissen Flächenbedarf und sind als Industrieanlagen erkennbar. Hingegen stehen diese Anlagen tendenziell in bereits erschlossenen Gebieten. Windkraftanlagen stellen dagegen eher einen Eingriff in bisher unbelastete Landschaftsbilder dar, da sie typischerweise gut sichtbar in den windreichen Gebieten des Juras oder der Alpen stehen. Die in Szenario 1 vorgesehene Erzeugung aus Windenergie bedingt rund 600 Turbinen mit einer durchschnittlichen Leistung von 2 MW, diejenige von Szenario 3 benötigt über 1 200 Turbinen.⁵⁴

Bei der Stromgewinnung aus Sonnenenergie herrscht in der Schweiz heute weitgehend der Konsens, dass ein Ausbau nicht auf freiem Feld, sondern hauptsächlich gebäudeintegriert und schonend erfolgen soll. Der massive Zubau an Solarenergie in Szenario 3 setzt die Nutzung von 80 % der für Solarenergiegewinnung geeigneten Dach- und Fassadenflächen, bzw. 45 % der gesamten bebauten Grundfläche voraus. Durch diese starke Belegung der geeigneten Dachflächen für die Stromproduktion wird eine gewisse Konkurrenz mit der Gewinnung von Solarwärme sichtbar. Dies belegt einmal mehr die Zielkonflikte, die mit einer sicheren und ausreichenden Versorgung mit Energie verbunden sind.

ABBILDUNG 9.2: Bewertung der Szenarien bezüglich des Kriteriums Umweltauswirkungen

Kriterium	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Umweltauswirkungen			
Treibhausgasemissionen (g CO ₂ -Aeq/kWh) Schadstoffemissionen (NOx)			
Landesverbrauch/Raumverträglichkeit			
Graue Importe			

Sehr gut
 Gut
 Mittel
 Schlecht
 Sehr schlecht

Quelle: VSE

⁵¹ Betrachtet wird der ganze Lebenszyklus der Kraftwerke in der Schweiz. Die heutigen Emissionen entstehen hauptsächlich durch Erstellung und Betrieb sowie durch WKK-Anlagen und industrielle Gaskombikraftwerke.

⁵² Erhöhung bis 2035 im Vergleich zu heute: 13,6 %; bis 2050 im Vergleich zu heute 10 %.

⁵³ Die gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz, die nebst Kohlendioxid (CO₂) auch Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) und synthetische Gase (d.h. fluoridierte Kohlenwasserstoffe HFKW und PFKW und Schwefelhexafluorid SF₆) umfassen, betragen 2009 knapp 52 Millionen Tonnen. Die Inlandemissionen lagen damit um 1,8 % unter den Emissionen des Jahres 1990. Die Schweiz wird einen grossen Teil der vom Kyoto-Protokoll geforderten Emissionsreduktion von 8 % unter das Niveau von 1990 durch den Kauf von Emissionszertifikaten im Ausland erreichen.

⁵⁴ Heute sind in der Schweiz 17 solche Anlagen in Betrieb, davon 8 auf dem Mont Crosin und 3 in La Peuchapatte.

Das letzte der drei Kriterien, die so genannten grauen Importe, umfasst Umweltauswirkungen, die im Ausland erfolgen. Diese werden durch die jeweils netto importierte Strommenge und ihre Herkunft bestimmt. In Szenario 1 und 2 werden Importe aus dem europäischen Ausland angenommen, die dem jeweiligen UCTE-Mix entsprechen, also dem Strommix der EU. Entsprechend tragen die Nettoimporte zu den CO₂- und Schadstoffemissionen der fossil-thermischen Produktion im Ausland bei. In Szenario 3 werden nur Importe aus erneuerbaren Energien auf Basis eines Zertifizierungsmechanismus zugelassen und in den Gesamtkosten berücksichtigt. Dadurch werden die Szenarien 1 und 2 bezüglich der grauen Importe schlechter bewertet als Szenario 3.

Insgesamt ergibt sich die in Abbildung 9.2 dargestellte Bewertung der drei Szenarien.

9.4 Auslandabhängigkeit

Zum Kriterium Auslandabhängigkeit gehört einerseits die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten im Inland, um die Versorgung sicherzustellen, andererseits die Verfügbarkeit von Ressourcen wie Primärenergieträgern und Anlagenkomponenten.

- **Zur hinreichenden Inlandserzeugung:** Eine jederzeit sichere Stromversorgung hängt wesentlich von der Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten im Inland ab. Anlagen, die in der Schweiz stehen und die nötige Flexibilität und Planbarkeit aufweisen, sind hierzu am besten geeignet. Dazu gehören die bestehenden Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke und Gaskombikraftwerke sowie Biomasse- und Geothermieanlagen.

Gleichzeitig spielt die internationale Verknüpfung der jeweils nationalen Netze eine wichtige Rolle für den kurzfristigen und den saisonalen Ausgleich sowie für Importe und Exporte. Die entsprechenden politischen Rahmenbedingungen im Verhältnis zwischen der EU und der Schweiz vorausgesetzt, ermöglicht die Vernetzung im Engpassfall eine internationale Solidarität zur Aufrechterhaltung der

Versorgung. Im Kontext verstärkter Einspeisung stochastischer Stromproduktion erhält dies eine umso grössere Bedeutung. Der Ersatz inländischer Produktionskapazitäten durch Elektrizitätsimporte verringert die Leistungsverfügbarkeit im Inland.

Entsprechend fällt die Bewertung der Szenarien aus: Da die Importe zunächst in allen Szenarien bis 2035 steigen, schneidet keines der Szenarien besonders gut ab. In Szenario 3 sinken die Importe nach 2040. Am Ende der Betrachtungsdauer ist sogar ein Exportüberschuss möglich: Die dann (mit Fördermitteln) errichteten Anlagen erneuerbarer Energien produzieren in der Schweiz und sind in der Lage, temporär Überschüsse in den europäischen Markt zu bringen. Entsprechend schneidet dieses Szenario am besten ab.

- **Zur Abhängigkeit von Primärenergieimporten (Gas) oder Anlagenkomponenten:** Bei Technologien, die auf den Import grosser Mengen an Primärenergie angewiesen sind, besteht eine starke indirekte Auslandabhängigkeit. Dies trifft vor allem auf Szenarien zu, in denen viel Gaskombikraftwerkskapazität gebaut wird. Daher schneiden die Szenarien 1 und 2 hier schlechter ab als Szenario 3. Dieses wird in diesem Punkt nicht als durchwegs gut beurteilt, weil zwar keine Primärenergien importiert werden müssen, aber Anlagenkomponenten im Betrachtungszeitraum zu immer knapperen Gütern werden.

Daraus resultiert insgesamt gesehen folgende Bewertung des Kriteriums Auslandabhängigkeit:

ABBILDUNG 9.3: Bewertung der Szenarien bezüglich des Kriteriums Auslandabhängigkeit

Kriterium	Szenario 1 «verstärkte Energiepolitik»	Szenario 2 «forcierte Energiepolitik»	Szenario 3 «100 % Erneuerbare»
Auslandabhängigkeit			
Hinreichende Inlandserzeugung/geringe Stromimporte			
Abhängigkeit von Primärenergieimporten (Gas) oder Anlagenkomponenten			

■ Sehr gut
■ Gut
■ Mittel
■ Schlecht
■ Sehr schlecht

Quelle: VSE

9.5 Regulatorische Eingriffstiefe und -intensität

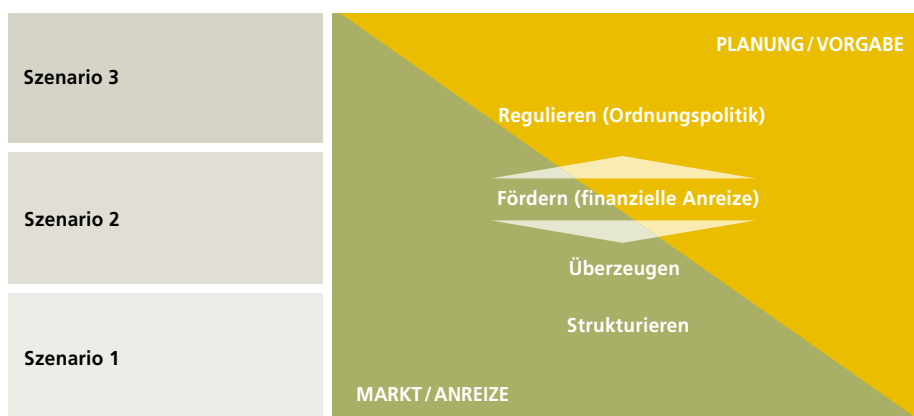
Um den Kraftwerkszubau im Bereich erneuerbarer wie konventioneller Anlagen zu ermöglichen und um die Energieeffizienzziele in den jeweiligen Szenarien zu erreichen, sind mehr oder weniger starke Massnahmen notwendig. Je ambitionierter die Zielsetzung, umso stärker sind auch die regulatorische Eingriffstiefe und -intensität und umso herausfordernder die Massnahmen. Dies macht Abbildung 9.4 deutlich.

In den Kapiteln 5.4.2 und 6.6.2 sind in indikativer Form Massnahmen geschildert, die mit der Umsetzung der drei Szenarien einhergehen müssen. Die regulatorische Eingriffstiefe und -intensität ist in **Szenario 1** am geringsten. Den Schwerpunkt sollten Massnahmen bilden, die dem Überzeugen (Information, Beratung und Ausbildung), dem Strukturieren (freiwilliges Einbinden der Zielgruppen, Netzwerke, freiwillige Vereinbarungen), aber bereits auch dem Fördern (finanzielle Anreize) dienen. Um das Potenzial an Erzeugungstechnologien zu heben, ist es notwendig, dass bestimmte gesetzliche Rahmenbedingungen gelockert, die planerischen Grundlagen verbessert und die Verfahren vereinfacht werden. Auf der Nachfrageseite fokussieren die Massnahmen darauf, Verbrauchsvorschriften zu definieren, Zielvereinbarungen zu treffen und die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand wahrzunehmen.

Um die Ziele des **Szenarios 2** zu erreichen, sind die Hürden für den Ausbau erneuerbarer Energien deutlicher zu senken. Beispielsweise ist es nötig, den Ausbau der Photovoltaik wegen mangelnder Rentabilität umfangreich finanziell zu fördern. Im Bereich Wind- und Wasserkraft spielen Akzeptanz und Bewilligungsverfahren eine wesentliche Rolle. Dazu sind Interventionen wie beispielsweise substanzielle Änderungen in Richtplanverfahren erforderlich. Nachfrageseitig stehen in Szenario 2 verstärkt Lenkungsinstrumente und zusätzliche Vorschriften im Zentrum.

Um das **Szenario 3** zu erreichen, sind tiefgreifende gesetzliche Änderungen nötig. Dazu gehört etwa, den Ausbau der erneuerbaren Energien gegenüber anderen öffentlichen Interessen stärker zu gewichten. Auch im Bereich erneuerbarer Energien gibt es Realisierungshürden mit langen und komplizierten Verfahrenswegen, die drastisch reduziert werden müssen. Dies bedingt nicht zuletzt einen Paradigmenwechsel, der zur besseren Akzeptanz von Produktionsanlagen und Netzen beiträgt. In gewissen Bereichen wird es nötig sein, den Schutz- und Nutzenkonflikt neu zu beurteilen. Andernfalls besteht in diesem Szenario ein Risiko für die Investitions- und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend sind direktive Vorgaben oder Lenkungsabgaben wichtige Instrumente – für Infrastrukturprojekte wie auch für die Umsetzung der verschärften Anforderungen im Bereich Energieeffizienz und Stromanwendung. Auf der Nachfrageseite sind Eingriffe in die Konsumentensouveränität über Gebote oder Verbote unerlässlich. Geht man von einem marktwirtschaftlichen Grundverständnis aus, wird eine solche Entwicklung als wenig wünschenswert bewertet.

ABBILDUNG 9.4: Eingriffstiefe in den Szenarien



Quelle: VSE

9.6 Ergebnisse der Bewertung

Fasst man diese Erkenntnisse zusammen, ergibt sich folgende Bewertung:

ABBILDUNG 9.5: Gesamtbewertung der Szenarien

Kriterium	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
1. Wettbewerbsfähiger Endkundenpreis			
2. Umweltauswirkungen			
3. Auslandabhängigkeit			
4. Regulatorische Eingriffstiefe und -intensität			

■ Sehr gut
■ Gut
■ Mittel
■ Schlecht
■ Sehr schlecht

Quelle: VSE

Offensichtlich gibt es keinen Königsweg in die Zukunft der Energieversorgung. In einer Welt knapper werdender Ressourcen weisen alle Szenarien Vor- und Nachteile auf. Eine zusammenfassende Wertung ist daher nicht möglich und nicht systemkonform.

Vielmehr werden hier die Zielkonflikte deutlich, die bei einem Umbau der Stromversorgung zu lösen sind. Es sind vor diesem Hintergrund grundsätzliche und verbindliche Entscheide zu treffen und vollumfänglich umzusetzen. Hierfür braucht es eine politische und gesellschaftliche Diskussion.

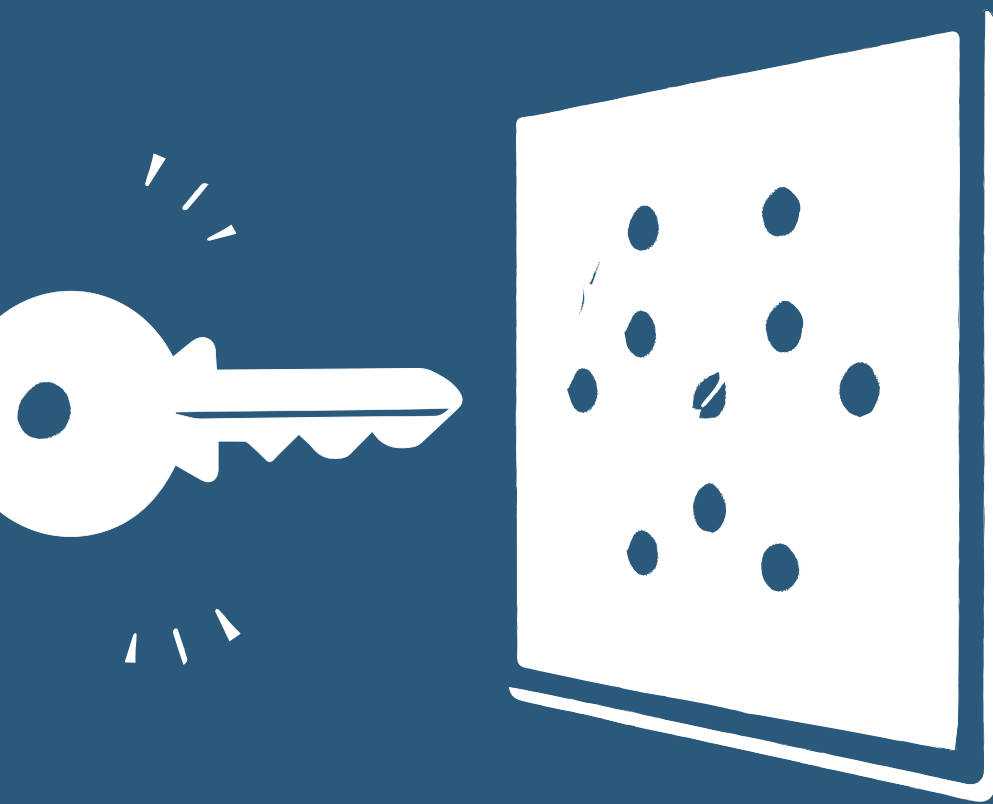
9.7 Politische Umsetzbarkeit der Szenarien

Wie das vorhergehende Kapitel verdeutlicht, sind für Szenario 3 einschneidendere Massnahmen erforderlich als für Szenario 2, das wiederum stärkere Massnahmen als Szenario 1 erfordert. Letztlich entscheidend ist die politische Umsetzbarkeit, die stark von der Frage beeinflusst wird, welche der beschriebenen Instrumente und Massnahmen (vgl. Kapitel 5.4.2 und 6.6.2) in demokratischen Willensbildungsprozessen durchsetzbar sind. Letztlich hängt es also von den in der Gesellschaft vorherrschenden Werten und Prioritäten ab, ob diese Szenarien erreicht werden können. Demnach ist es an der Politik, die Weichen für die zukünftige Energieversorgung zu stellen und die langfristig stabilen Rahmenbedingungen zu setzen. Auf dieser Basis kann die Branche investieren.



10.

Elf Kernaussagen zur Studie zeigen die längerfristigen Herausforderungen klar auf, zu denen Politik und Gesellschaft Stellung nehmen müssen.



Die Kernaussagen der Studie

10.1 Ohne starke Gegenmassnahmen Stromverbrauchsanstieg

Strom ist unverzichtbarer Bestandteil unserer Gesellschaft in fast allen Bereichen des Lebens und der Wirtschaft. Ein schweizweiter eintägiger Blackout würde die Volkswirtschaft den Ertrag von einem bis zwei Werktagen kosten (2 bis 4 Milliarden Franken) bzw. die jährlichen Investitionen in den Substanzerhalt des gesamten Netzes übersteigen.

Der Einsatz von CO₂-arm produziertem Strom statt fossiler Energieträger trägt zur Eindämmung der CO₂-Emissionen bei. Dies steigert die Bedeutung des Stroms weiter. Im Ergebnis gehen einschlägige Prognosen von einem wachsenden Anteil von Elektrizität am Energieverbrauch aus. Strom ist die Schlüsselenergie der Zukunft.⁵⁵

10.2 Strom: Grundlage für smarte Technologien und Innovationen

Strom ermöglicht eine höhere Gesamtenergieeffizienz und ist die Schlüsselenergie für Energieeffizienz. Ein intelligentes Netz, smarte Technologien und smarte Zähler⁵⁶ sind die Voraussetzung dafür, dass Kunden und EVU aktives Lastmanagement betreiben und die Netzbetreiber die stochastische Einspeisung effizienter integrieren können.⁵⁷ Dies trägt dazu bei, Netzinvestitionen zu reduzieren. Darüber hinaus wird die technologische Basis für dynamische Preismodelle gelegt. Dies gibt Raum für neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle. EVU betreiben hierzu diverse Pilotprojekte. Die Entwicklung und Erprobung von smarten Technologien und ICT (Information and Communications Technology) bei Elektrizitätsanwendungen, in der Erzeugung und im Netz, sind also der Schlüssel für eine langfristig effiziente Energieversorgung mit möglichst geringen Umweltauswirkungen. Auch auf anderen Gebieten treiben die EVU die Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien vorwärts, so in der Elektromobilität, Elektrochemie, Hochleistungselektronik, Regelungstechnik und Netztechnik. Und auch die heute bereits etablierten Technologien wie die Wasserkraft werden von den Unternehmen laufend mit innovativen Massnahmen optimiert, und deren Effizienz wird gesteigert. Um die angewandte Forschung im Bereich der Energietechnik zu stärken, neue Entwicklungen zu ermöglichen und die Ausbildung von Fachkräften sicherzustellen, unterstützt die schweizerische Elektrizitätswirtschaft aktiv Forschungsinstitutionen und zahlreiche konkrete Forschungsprojekte.

Dieses Engagement ermöglicht es den Stromunternehmen, zahlreiche innovative Produkte zu lancieren. Diese umspannen eine breite Themenpalette entlang der Wertschöpfungskette, die von den verschiedenen Erzeugungstechnologien über Grünstromprodukte, Speicher- und Netztechnologien, smarte Anwendungen und Infrastrukturen, Effizienzprogramme und Mobilität bis hin zur energieträgerübergreifenden Optimierung reicht.

Insgesamt beträgt der geschätzte Aufwand der Elektrizitätsunternehmen für die Forschungs- und Innovationstätigkeit jährlich rund 60 Millionen Franken.

10.3 Beitrag zur Versorgungssicherheit: Sicherer Betrieb bestehender Kernkraftwerke

Zusätzliche erneuerbare Energien leisten künftig einen substantziellen Beitrag an die Stromversorgung. Importe und Gaskraftwerke sind neben den bestehenden Kernkraftwerken trotzdem notwendig. Würden bestehende Kernkraftwerke vorzeitig vom Netz genommen, müssten die Importe über viele Jahre im Jahresdurchschnitt auf 45 bis 50 % steigen. Im Winter läge der Importanteil häufig bei über 70 %. Alternativ wären weitere Gaskombikraftwerke zu bauen – vorausgesetzt, die Gasversorgung kann auch für diese weiteren Anlagen sichergestellt werden und geeignete Standorte sind in diesem Ausmass und in dieser Geschwindigkeit verfügbar.

Daher sollten die Kernkraftwerke aus Gründen der Versorgungssicherheit, der Ökologie wie auch der Ökonomie so lange betrieben werden, wie sie sicher sind.

10.4 EU-Einbettung: Basis für eine zuverlässige Schweizer Stromversorgung

Die Zukunftsenergie Strom braucht Unternehmen, die im internationalen Energiemarkt ihre Chancen wahrnehmen können. Dafür ist es nötig, die Schweiz bestmöglich in den EU-Strommarkt einzubetten, um letztlich die Zukunft der Schweizer Stromversorgung zu sichern. Es ist für die Schweiz vorteilhaft, die Energiestrategie 2050 der EU,⁵⁸ die eine Dekarbonisierung des Energiesystems anstrebt, mitzugestalten. Denn die Frage, wann welche Investitionen in Netze, Erzeugung und Energieeffizienz getätigt werden, muss im europäischen Kontext beantwortet werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden und um die eigenen Projekte bestmöglich ausrichten zu können. Schliesslich geht es auch um Grössenvorteile: Eine europäische Herangehensweise führt gegenüber parallelen nationalen Systemen zu niedrigeren Kosten und besserer Versorgungssicherheit. Dadurch ist es letztlich auch möglich, den Preisanstieg einzudämmen. Die Reduktion der nationalen Rohstoffabhängigkeit ist nur möglich, wenn die Schweiz die EU-Energieversorgungs-Sicherheitspolitik mitgestaltet, so zum Beispiel beim Verhältnis zu Lieferländern von Gas oder Uran.

Die EU-Einbettung des EnergieMarkts fördert den Wettbewerb und schafft Chancen und Synergien auch für die Schweiz, sei es im Stromhandel, sei es in der Beschaffung von Energie oder im Vertrieb. Zudem kommt sie auch dem Ausbau erneuerbarer Energien zugute. Je stärker die Schweiz auf erneuerbare Energien zurückgreifen will, umso wichtiger ist die Einbettung in die EU – beispielsweise im Hinblick auf Speichertechnologien und den Import.

⁵⁵ Vgl. Kapitel 5.1, ⁵⁶ Vgl. Kapitel 8.1.2.5

⁵⁷ Es sei jedoch ergänzt, dass durch Nachfrageflexibilisierung kein grosser Beitrag zur Produktionsreduktion zu erwarten ist.

⁵⁸ S. Kapitel 3.2.1

Dies gilt schliesslich auch für die Netztechnik: Die Schweiz muss sich die optimale Anbindung an das europäische Übertragungsnetz erhalten, insbesondere in Szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Nur damit kann sie den Trumpf ausspielen, der in den Speicherkraftwerken liegt.

10.5 Nachfrageentwicklung: Je rigoroser die Sparziele, desto mehr Eingriff und umso weniger Markt

Eine wesentliche Herausforderung wird in jedem dieser Szenarien die ausgewogene Regulierung sein, die den Markt als effizientestes Instrument energiewirtschaftlichen Handelns weiterhin effektiv werden lässt.

Hierzu können verschiedene Instrumente eingesetzt werden: das Überzeugen, also die Information, Beratung und Ausbildung; das Strukturieren, also die freiwillige Einbindung der Zielgruppen und der Aufbau von Netzwerken und freiwilligen Vereinbarungen; und schliesslich das Fördern über finanzielle Anreize (Steuern, KEV), die das ökonomische Kalkül der Zielgruppe ansprechen. Diese Instrumente sind mit einer marktwirtschaftlichen, freiheitlichen Ordnung konform und daher in ihrer Wirkung nachhaltiger. Sie sollten in Szenario 1 den Schwerpunkt der Ordnungspolitik in den Bereichen Energie und Umwelt darstellen. In Szenario 2 ist – bei zunehmend ambitionierten Zielen der Nachfragereduktion – ein Weg hin zu mehr ordnungspolitischen, regulierenden Eingriffen zu verfolgen.

Will man statt der in Szenario 1 angenommenen Nachfragesteigerung auf 81 TWh die in Szenario 3 angestrebten 60,5 TWh im Jahr 2050 erreichen, muss der Stromverbrauch um über 25 % tiefer liegen. Im Vergleich zu anderen Nachfrageprognosen (beispielsweise dem BFE-Szenario «Weiter wie bisher», das 84 TWh und eine Reduktion von 28 % vorsieht) müsste in Szenario 3 sogar ein noch deutlicherer Verbrauchsrückgang erreicht werden. Voraussetzung für eine solche Entwicklung ist zunächst ein tiefgreifender Wertewandel in der Bevölkerung. Nur so können die rigorosen Instrumente der Nachfragebeeinflussung demokratisch legitimiert werden. Zudem wird in vielen Fällen Regulierung – in Form von starken Lenkungsabgaben, Verbrauchsvorschriften und Verboten – statt Markt nötig sein.

10.6 Angebotsentwicklung: Ausbau Erneuerbarer führt weg vom Markt

Auch ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien führt weg vom Markt. In Szenario 3 sind 2050 preisbereinigt fast 45 % der Kosten der Stromproduktion durch Fördergelder zu decken. Dies bedeutet im Jahr 2050 sechsmal höhere Förderbeiträge als in Szenario 1, die von den Endkunden zu finanzieren sind.

Schon heute sind in Ländern wie Deutschland die Effekte der vorrangigen und finanziell gestützten Einspeisung im Markt spürbar: Die Kosten, die durch das «Erneuerbare Energien»-Gesetz in Deutschland 2013 ausgelöst werden, werden in etwa gleich hoch sein wie der Handelspreis für Strom. Der Preis als Indikator für Knappheit, und mithin

Anreiz für das Handeln der Akteure im Markt, wird in einigen Märkten ausser Kraft gesetzt. Solche Effekte werden in den Szenarien 2 und 3 auch im Schweizer Markt in aller Deutlichkeit zu sehen sein.⁵⁹

10.7 Umweltauswirkungen: Schutz von Landschaft und Ortsbild steht im Konflikt zur Reduktion von CO₂-Emissionen

In Kapitel 9.3 sind die Entwicklungen der CO₂-Emissionen und der Auswirkungen auf andere Umweltfaktoren dargestellt. Vergleicht man die jeweiligen Entwicklungen mit der heutigen Situation, sind folgende Effekte festzustellen:

- CO₂-Emissionen: Szenario 1 führt zu einer Erhöhung der gesamten jährlichen Inlandemissionen in der Schweiz um rund 15 %, im Vergleich zu heute.
- Landverbrauch: Der Ausbau der Wasserkraft erfolgt in allen Szenarien im Wesentlichen über Leistungssteigerungen. Trotzdem müssten zwei bis drei zusätzliche Speicherseen für die in Bau befindlichen Umwälzkraftwerke erschlossen werden. Bei der Windenergie ist dagegen ein massiver Ausbau nötig. Es sind in Szenario 3 im Jahr 2050 75-mal so viele grosse Windturbinen nötig wie heute, in Szenario 1 rund 36-mal so viele.
- Dachflächenverbrauch: Damit die Ziele in Szenario 3 erreicht werden können, ist eine um Faktor 160 höhere Dachflächenbelegung als heute nötig. Das heisst, dass fast 80 % der für die Energiegewinnung geeigneten Dach- und Fassadenflächen genutzt werden müssen. Dies beeinflusst unter anderem die Verwendung für die sehr sinnvolle solarthermische Produktion.

Damit wird deutlich, dass zukünftige Entwicklungen der Schweizer Stromversorgung zwangsweise mit einer verstärkten Beeinträchtigung der Umwelt verbunden sind. Die in Kauf zu nehmenden Effekte müssen dabei in einem politischen Prozess abgewogen werden. Die Ergebnisse dieses Prozesses stellen eine wichtige Rahmenbedingung für die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems dar.

10.8 Erhebliche Investitionen: grosse Herausforderungen für die Strombranche

Insgesamt müssen bis 2035 in allen Szenarien rund 70 Milliarden Franken investiert werden, davon über 50 % für den Netzerhalt, über 20 % für den Zubau an Produktion. Der grosse Zubau mit unterschiedlichen Entwicklungen in den Szenarien geschieht erst nach 2035, da die erneuerbaren Energien erst ab diesem Zeitpunkt substanzielle Beiträge für die Stromversorgung leisten können. Insgesamt sind bis 2050 in Szenario 1 118 Milliarden, in Szenario 2 fast 135 Milliarden und in Szenario 3 rund 150 Milliarden Franken zu investieren.

Wichtig ist dabei zu beachten, dass die notwendigen Investitionen ausbleiben, solange die Rahmenbedingungen unattraktiv und unsicher sind. Wenn die Preise also aufgrund hoher Subventionierung der Einspeisung nicht signalisieren,

⁵⁹ Vgl. Kapitel 8.3.2

dass der Strom knapp ist, und wenn unklar ist, mit welchem CO₂-Regime zukünftig gerechnet werden muss, wird nicht investiert, weil das Risiko zu hoch ist. Ein hohes Risiko verteuert zudem die Kapitalkosten. Wichtig sind daher klare und stabile Rahmenbedingungen über eine lange Frist für diese substanziellen Investitionen.

10.9 Kosten der Stromversorgung steigen substanziell

Die bisherigen Berechnungen machen deutlich, dass die Kosten der Stromversorgung substanziell steigen werden. Grund dafür sind einerseits die anstehenden Investitionen in Ersatzkraftwerke für auslaufende Bezugsverträge und für Kernkraftwerke wie auch in erneuerbare Energien. Andererseits steigen auch die Netzkosten als Folge des notwendigen Ausbaus des Verteilnetzes. Wenn, wie in Kapitel 8.1.2 ausgeführt, bestimmte Schwellenwerte überschritten werden, sind zudem zusätzliche Investitionsmassnahmen nötig. Diese fallen hauptsächlich nach 2035 an und wirken sich speziell in Szenario 3 bedeutend stärker aus als in den Szenarien 1 und 2. Darüber hinaus ist in allen Szenarien gleichermassen ein substanzieller Ausbau des Übertragungsnetzes gemäss «Strategischem Netz 2020» von Swissgrid notwendig. Im Ergebnis steigen in Szenario 1 die Endkundenpreise bis 2050 preisbereinigt um rund ein Drittel, in Szenario 2 um rund 45 % und in Szenario 3 um rund 75 %.

10.10 Steigt der Verbrauch stärker als angestrebt, steigen die Kosten weiter

Wenn die Schweiz Szenario 3 anstrebt, die Nachfrage aber nicht wie geplant sinkt, wäre ein Pfadwechsel nötig, bei dem ergänzend in Energieerzeugung investiert werden müsste, und der weitere Importe erforderlich machen würde. Dies verdeutlichen die Ausführungen in Kapitel 8.2.4.2. Die jährlichen Energiekosten des Zubaus würden 2050 im Vergleich zu Szenario 3 nochmals um über 20 % steigen. Dies hätte auch zur Folge, dass dadurch der im Inland angestrebte Anteil erneuerbarer Energien nicht erreicht wird und stattdessen die CO₂-Emissionen der Stromproduktion ansteigen.

10.11 Grundvoraussetzung für den Bau neuer Infrastruktur: Akzeptanz

Viele Projekte für Stromproduktionsanlagen und Stromnetze sind in den letzten Jahren auf Widerstand gestossen. Beispiele dafür sind Einsprachen bei Netzbauprojekten, die dadurch bereits seit 20 Jahren hängig sind, Opposition gegen Projekte im Bereich der Windkraft im Jura, Proteste des Denkmalschutzes bei Solaranlagen wie auch Widerstände gegen neue Gaskombikraftwerke oder WKK-Anlagen. Zusätzlich erhöht werden die Realisierungshürden durch lange und komplizierte Verfahrenswege.

Erneuerbare Energien werden von der Bevölkerung grundsätzlich positiv bewertet. Entsteht jedoch eine neue Anlage in der Nachbarschaft, bilden sich vielfach Widerstände;

so genannte »Not in my backyard«-Problematik (Walter, Krauter und Schwenzer 2011). Die lokalen Anwohner bewerten die negativen Effekte, also die Beeinträchtigung der Landschaft, Geräuschemissionen etc., höher als den Nutzen in Form einer verbesserten Versorgungssicherheit und zusätzlicher Arbeitsplätze. Die Investoren versuchen, die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung zu verbessern, indem sie offen und frühzeitig über Entscheidungsprozesse und Projektnutzen informieren, die Beteiligten einbinden und eine vertrauenswürdige, lokal verankerte Projektleitung etablieren, beispielsweise ein lokales EVU (Wiederkehr 2012). Es ist davon auszugehen, dass sich die Beweggründe für Opposition zwischen den einzelnen Szenarien nicht wesentlich unterscheiden. Angesichts der höheren Dichte an neuen Produktionsanlagen und des stärkeren Netzausbaubedarfs ist jedoch in Szenario 3 mit einer weiteren Verschärfung der Akzeptanzproblematik zu rechnen.

Hinzu kommen politische Hürden, einerseits in Bezug auf die stärkeren Eingriffe auf die Nachfrageseite und andererseits in Bezug auf die notwendigen regulatorischen Voraussetzungen für den angestrebten Zubau von Produktionsanlagen und den Ausbau der Netze. In diesem Bereich liegen die Ansatzpunkte für die notwendige Vereinfachung und die Beschleunigung der Bewilligungs- und Beschwerdeverfahren und für gesetzliche Rahmenbedingungen:⁶⁰

- Definition der Schutzziele (Landschaftsschutz, Gewässerschutz, Heimatschutz etc.)
- Einschränkung der Einspracheberechtigungen
- Straffung der Verfahrensdauer und -abwicklung
- Definition der planerischen Rahmenbedingungen (Sachpläne des Bundes, Richtpläne der Kantone)
- Erhöhung der Ressourcen für die Bearbeitung der Projekteingaben und Gerichtsverfahren

Um die Akzeptanz positiv zu beeinflussen, ist es unerlässlich, die Beteiligten und Betroffenen frühzeitig zu informieren und einzubinden. Dadurch wird eine fundierte Kosten-/Nutzenbewertung ermöglicht und Vertrauen wird gebildet.

Aber nicht nur Investitionen in Netz und Produktion brauchen die Akzeptanz aller Anspruchsgruppen. Auch für Energieeffizienzmassnahmen und fürs Energiesparen ist eine Steigerung der Akzeptanz notwendig. Die hier erforderlichen Investitionen sind im vorliegenden Bericht nicht quantifiziert worden. In der Tendenz führen Energieeffizienzmassnahmen zu einer Änderung der Kostenstrukturen: Gebäude und Industrieanlagen werden im Durchschnitt kapitalintensiver, damit weniger Energie konsumiert werden kann. Ein Beispiel dafür ist die Wärmedämmung. Der Erfolg dieser Technologien im Markt ist also abhängig von der Akzeptanz der Bevölkerung und der Bereitschaft, zu investieren statt zu konsumieren. Diese Akzeptanz wird massgeblich beeinflusst von entsprechenden Fördermassnahmen, Vorschriften und Verboten.

Es ist nun an Politik und Gesellschaft zu entscheiden, welchen Weg sie gehen wollen. Dieser Entscheid muss auf lange Zeit stabil sein und grossmehrheitlich getragen werden.

⁶⁰ Nach BFE, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit (AG LVS) 28.2.2007

11.

Qualitative und quantitative Studien, Expertenwissen und Erfahrungen der Branche bilden das Fundament für die vorliegende Studie «Wege in die neue Stromzukunft».



11.1 Übersicht über die Studien

Die Herleitung der Szenarien beruht auf den in eigenen und weiteren aktuellen qualitativen und quantitativen Studien erarbeiteten Ergebnissen sowie auf Expertenwissen und Erfahrungen der Branche. Zusätzlich wurden folgende Studien in Auftrag gegeben, die im vorliegenden Bericht zitiert werden:

- Fokusgruppenbefragungen der Bevölkerung (AmPuls): Wissen, Einstellungen und Positionen der Bevölkerung in Sachen Strom und Energie (Monate März und September 2011)
- Nachfrageflexibilisierung Haushalte (ebp): Beitrag privater Haushalte zur Flexibilisierung der Stromnachfrage
- Effizienz und Elektrifizierung Haushalte (ebp): Geräteausstattung, Analyse des Stromverbrauchs
- Energieeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie, Dienstleistungen und Gewerbe (ebp)
- Energieeffizienz in EVU (Z-Analyse): EVU-Positionen und -Angebote zu Energieeffizienz
- Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze (Consentec)
- Angebot von und Nachfrage nach Flexibilität, Versorgungssicherheit und Preiseffekte (Pöyry): Simulation der Szenarien bis 2050 – Wechselwirkungen von Flexibilität und Versorgungssicherheit und deren Kosten

11.2 Literaturverzeichnis

admin.ch. Systematische Sammlung des Bundesrechts. Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen. 2011. http://www.admin.ch/ch/d/sr/c641_71.html (Zugriff am 26.07.2012).

Systematische Sammlung des Bundesrechts. Bundesgesetz über die Stromversorgung. SR 734.7 2012. http://www.admin.ch/ch/d/sr/c734_7.html (Zugriff am 26.07.2012).

Systematische Sammlung des Bundesrechts. Stromversorgungsverordnung. SR 734.71 2012. http://www.admin.ch/ch/d/sr/c734_71.html (Zugriff am 26.07.2012).

—
AmPuls. «Wissen, Einstellung und Positionen der Bevölkerung in Sachen Strom und Energie.» Im Auftrag des VSE, 2011.

—
Areva. Business & Strategy Overview. Paris: Areva, 10.2010.

Axpo. Stromperspektiven 2020 – neue Erkenntnisse. Baden: Axpo Holding, 2010.

—
Basics AG. Referenzentwicklung Wärmepumpenmarkt. Zürich / Bern: BFE (Hrsg.), 2008.

—
BFE. Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Bern: Bundesamt für Energie, 2004.

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Bern: Bundesamt für Energie, Juni 2007.

Energiestrategie 2050 – Herausforderungen für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Präsentation des BFE vom 6. Juli 2011. Bern: Bundesamt für Energie, 2011.

Forschungsprogramm Kraftwerk 2020 & Carbon Capture & Storage (CCS) – Überblicksbericht 2010. Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2010.

Gesetzliche Grundlagen zum Thema WKK. Bern: Bundesamt für Energie, 11. August 2010.

Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates. Frühjahr 2011. Zusammenfassung. Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2011.

Potenzial zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz. Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2004.

Schlussbericht der Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit (AG LVS). Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 28.2.2007.

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010. Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2011.

Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Bern: Bundesamt für Energie, 2011.

Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Bern: Bundesamt für Energie, 2010.

Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor. Schlussbericht der Arbeitsgruppe.

Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2011.

Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Ausgabe 2010.

Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2011.

Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bern: Bundesamt für Energie, Juni 2012.

bfe.admin.ch. Energiestrategie 2050. 2011. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de> (Zugriff am 26.07.2012).

BFK. Stromverbrauchserhebung in Haushalten. Materialien zu Ravel. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen, 1992.

BFS. Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010–2060. Neuchâtel: Bundesamt für Statistik, 2010.

BGR. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011. Bd. DERA Rohstoffinformationen. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2011.

Boulouchos, Konstantinos, Göran Andersson, und Lucas Bretschger. Energiezukunft Schweiz. Zürich: ETH Zürich (Hrsg.), 2011.

BWO. Renovierungen der Miet- und Eigentümerwohnungen in der Schweiz 2001–2003. Ergebnisse der Mietpreis-Strukturerhebung 2003. Bern: Bundesamt für Wohnungswesen (Hrsg.), 2003.

Calzada Alvarez, Gabriel. Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources. Madrid: Universidad Rey Juan Carlos (Ed.), 2009.

Consentec. Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilnetze in der Schweiz. Aachen: VSE (Hrsg.), 2012.

consilium.europa.eu. Commission Staff Working Paper. Energy infrastructure investment needs and financing requirements. SEC (2011) 755 2011. <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/11/st11/st11056.en11.pdf> (Zugriff am 26.07.2012).

Dietrich, Philipp, Tony Kaiser, und Alexander Wokaun. «Das inländische Potenzial der neuen erneuerbaren Energien der Schweiz. Einschätzung des Energie-Trialogs Schweiz.» In: Bulletin SEV/VSE 9/2010, 2010.

EKZ. EKZ und ABB nehmen die grösste Batterie der Schweiz in Betrieb. Medienmitteilung vom 21. März 2011. Zürich: Elektrizitätswerk des Kantons Zürich, 2011.

Energie Trialog Schweiz. Energiestrategie 2050. Zürich: Energie Trialog Schweiz, 2009.

Energieagentur der Wirtschaft. Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft, Auswertung und Szenarien aus der Erfahrung der EnAW. Zürich: EnAW (Hrsg.), 2012.

ENTSO-E. Ten-Year Network Development Plan 2010–2020. Brüssel: ENTSO-E, 2010.

Ernst Basler + Partner AG. Effizienz und Elektrifizierung Haushalte. Zollikon: VSE (Hrsg.), 2012.

Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen. Zollikon: VSE (Hrsg.), 2011.

Überblick finanzielle Kenngrößen der Schweizer Wasserwirtschaft. Zürich/Bern: Bundesamt für Umwelt (Hrsg.), 2009.

Ernst Basler + Partner AG und Bacher Energie AG. Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten. Baden/Zollikon/Aarau: VSE (Hrsg.), 2011.

ESU Services. «Umweltauswirkungen der Schweizer Produktionsanlagen». Im Auftrag des BFE, 2012.

EU. «RES-Direktive.» 2009.

EU-Kommission. European Commission. Energy. Energy Efficiency. Energy Efficiency Action Plan 2011. 2011. http://ec.europa.eu/energy/efficiency/action_plan/action_plan_en.htm (Zugriff am 26.07.2012).

European Commission. Energy. Renewable Energy. Action Plans and Forecasts. 2012. http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm (Zugriff am 26.07.2012).

Zusammenfassungen der EU-Gesetzgebung-Energie. 2012. http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/lisbon_treaty/ai0024_de.htm (Zugriff am 26.07.2012).

Eurelectric. Flexible Generation: Backing Up Renewables. Brüssel: Eurelectric (Hrsg.), 2011.

Live Cycle Assessment of Electricity Generation. Brüssel: Eurelectric (Ed.), November 2011.

eur-lex.europa.eu. Eine Energiepolitik für Europa; KOM (2007) 1. 2007. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF> (Zugriff am 26.07.2012).

Mitteilung der EU-Kommission. Energiefahrplan 2050; KOM (2011) 885. 2011. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:DE:PDF> (Zugriff am 26.07.2012).

Mitteilung der EU-Kommission. Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz; KOM (2010) 677. 2010. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0677:FIN:DE:PDF> (Zugriff am 26.07.2012).

Mitteilung der EU-Kommission. Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network. COM (2010) 677 2010. [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2010:0677\(01\):FIN:EN:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2010:0677(01):FIN:EN:PDF) (Zugriff am 26.07.2012).

- Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft. 2003. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF> (Zugriff am 26.07.2012).
- Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 2009/28/EG 2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:de:PDF> (Zugriff am 26.07.2012).
-
- europarl.europa.eu.** Medienmitteilung des Europäischen Parlamentes. MEPs seal the deal on energy efficiency. 2012. <http://www.europarl.europa.eu/news/de/pressroom/content/20120614IPR46817/html/MEPs-seal-the-deal-on-energy-efficiency> (Zugriff am 26.07.2012).
-
- Forum nucléaire suisse.** De l'énergie nucléaire pour la Suisse. Berne: Forum nucléaire suisse (Éd.), 08.2010.
-
- Fouquet, Roger und Peter J. G. Pearson.** «The Long Rund Demand for Lighting Elasticities and Rebound Effects in Different Phases of Economic Development.» In: *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2012: S. 93.
-
- Hubacher, Bernard und Alexander Gamma.** «Blackout électrique en Suisse.» *Bulletin SEV/VSE* 12/2011, 2011.
-
- IEA.** CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2011.
- Golden Age of Gas. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2011.
- Projected Costs of Generating Electricity. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2010.
- Renewable Energy: Policy Considerations for Deploying Renewables. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2011.
- Technology Roadmap Carbon capture and storage. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2009.
- Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2011.
- Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2010.
- World Energy Outlook 2011. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2011.
-
- IEA-PVPS.** Potential for Building Integrated Photovoltaics. Paris: International Energy Agency (Ed.), 2002.
-
- juris.de.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074). 2011. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf (Zugriff am 26.07.2012).
-
- legislation.gov.uk.** Energy Act 2008, Chapter 32. 2008. http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf (Zugriff am 26.07.2012).
-
- Linz, M. et al.** «Von nichts zu viel – Suffizienz gehört zur Zukunftsfähigkeit.» *Wuppertal Papers* Nr. 125, Dezember 2002.
-
- Mäder, N.** «EKZ-Projekt: Smart Meter sparen weniger als erwartet.» In *Bulletin SEV/VSE* 9/2011, 2011.
-
- Pfammatter, Roger.** «Ausbaupotenzial der Wasserkraft.» In: *Bulletin SEV/VSE* 2/2012, 2012.
-
- Plaut.** Tausend und Ein Netz. Olten: Plaut Economics, 2006.
-
- Pöry Management Consulting.** Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz. Oxford/Zürich: VSE (Hrsg.), 2012.
-
- Prognos.** Energieszenarien für die Schweiz bis 2050 – Zwischenbericht II, Elektrizitätsangebot (2011.05.18). Bern/Basel: BFE (Hrsg.), 2011.
- Kosten neuer Kernkraftwerke. Bern/Basel: BFE (Hrsg.), 2011.
-
- Prognos, Infras und TEP Energy GmbH.** Quantifizierung der Energieeffizienzpotenziale, der Substitutionseffekte und der Energienachfrage in der Schweiz bis 2050. Bern/Zürich: BFE (Hrsg.), 2010.
- PSI.** Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten. Paul Scherrer Institut. PSI-Bericht Nr. 05–04. Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.), Mai 2005.
- «Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität?» In: *PSI Energie-Spiegel* Nr. 20, Juni 2010.
-
- RWI.** Die ökonomischen Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. RWI Projektbericht. Berlin: Rheinisch-westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, September 2009.
-
- Schneidewind, Uwe und Alexandra Palzkill.** Suffizienz als Business Case. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2012.
-
- Schweizerische Eidgenossenschaft.** «Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft.» SR 101.0.
- «CO₂-Gesetz.» SR 641.71.
- «Eidgenössisches Energiegesetz EnG.» SR 730.0.
-
- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband.** «Wasserkraftpotenzial der Schweiz – eine Auslegeordnung.» In: *Wasser Energie Luft*, Nr. 104, 2012.
- «Wasserkraft – das Rückgrat der Schweizerischen Stromversorgung.» In: *Wasser Energie Luft* Nr. 2, 2011.
-
- SGHL.** Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung. Bern / Givisiez: Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie, Hydrologische Kommission der Akademie der Naturwissenschaften Schweiz, 2011.
-

Stucki, M. und R. Frischknecht. «Vermindert Fotovoltaik die Umweltintensität des Schweizer Stroms? Erkenntnisse aktueller Ökobilanzen zu Strom aus Solarzellen.» In: Bulletin SEV/VSE 3/2010, 2010.

—
Swissgrid. Energiewende – Übertragungsnetz mit Schlüsselrolle. Frick: Swissgrid, 2012.

—
Tsao, J. Y., H. D. Saunders, J. R. Creighton, M. E. Coltrin und J. A. Simmons. «Solid-state lighting: an energy-economics perspective.» In: Journal of Physics D: Applied Physics, August 2010.

—
UVEK. Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Medienmitteilung des Bundesrates vom 25. Mai 2011. Bern: Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, 2011.

Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz. Bericht des Bundesrates vom 17. September 2010. Bern: Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, 2010.

—
VSE. «Stromversorgung der Zukunft sichern. Update 2009 der Vorschau 2006.» In: Bulletin SEV/VSE 10s/2009, 2009.

—
Walter, G., S. Krauter und A. Schwenzer. «Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen.» In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 (3), 2011.

—
Wiederkehr, Kurt. «Die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten verbessern.» In: Bulletin SEV/VSE 07/2012, 2012.

—
Z-ANALYSE. Energieeffizienz in Energieversorgungsunternehmen. Hergiswil: VSE (Hrsg.), 2012.

11.3 Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BNL	Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung
CCS	Kohlenstoffabscheidung und -lagerung (Carbon Capture and Storage)
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (auch Gaskombikraftwerk)
GW	Gigawatt
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
MuKEn	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NE	Netzebene
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Cooperation and Development)
OPEC	Organisation Erdöl-exportierender Länder (Organization of the Petroleum Exporting Countries)
PV	Photovoltaik
RAVEL	«Rationelle Verwendung von Elektrizität» (Impulsprogramm des Bundes 1991–1996)
RES	Erneuerbare Energien (Renewable Energy Sources)
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpe

11.4 Glossar

1-Tonne-CO₂-Gesellschaft

Vision des ETH-Bereichs, wonach der CO₂-Ausstoss langfristig im Durchschnitt auf 1 Tonne pro Kopf und Jahr gesenkt wird.

2000-Watt-Gesellschaft

Vision des ETH-Bereichs, wonach langfristig im Durchschnitt nur noch 2000 Watt pro Kopf an Energie verbraucht werden.

Anlagenbestand

s. Bestand

Ausbau

Bau von neuen Netzleitungen und Transformatoren und Kapazitätsausbau des bestehenden Netzes.

Bandenergie

s. Grundlast

Bestand(sanlagen)

Heute bestehender Kraftwerkspark in der Schweiz (hauptsächlich Wasserkraft und Kernenergie), bestehende Langfristverträge zum Bezug von Strom aus französischen Kernkraftwerken und die Ende 2010 in Bau befindlichen Wasserkraftwerke sowie deren Entwicklung in Zukunft.

Blackout

Unerwarteter Ausfall der Stromversorgung in einem grossen Gebiet (beispielsweise der gesamten Schweiz) während eines Zeitraums, der von einigen Stunden bis hin zu drei Tagen gehen kann.

Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung

Inventar der Objekte, die eine ungeschmälerte Erhaltung oder unter Einbezug von Wiederherstellungs- oder angemessenen Ersatzmassnahmen die grösstmögliche Schonung verdienen, nach Artikel 5 des Natur- und Heimatschutzgesetzes (NHG; SR 451.0).

Endkundenpreis

Setzt sich zusammen aus den Preisen für die gelieferte Elektrizität, für die Netznutzung und für die Förderung erneuerbarer Energien.

Energie

s. Leistung

Energieeffizienz

Verhältnis von erzieltm Nutzen und eingesetzter Energie; die Entwicklung der Energieeffizienz wird an der prozentualen Steigerung oder auch an der absolut erreichten Energieeinsparung gemessen.

Energiestrategie 2050

Vom Bundesrat vorzulegendes Gesetzespaket, mit welchem im Nachgang zum Entscheid vom 25. Mai 2011 über den Verzicht auf den Bau von Ersatzkernkraftwerken ein Umbau des Schweizer Energiesystems beabsichtigt wird.

Entflechtung

Trennung des Netzinfrastrukturbetriebs von den übrigen Elektrizitätswirtschaftlichen Geschäftseinheiten; es wird im Wesentlichen unterschieden zwischen buchhalterischer (erfolgt durch gesellschaftsrechtliche und organisatorische Massnahmen) und eigentumsrechtlicher Entflechtung (erfolgt durch Abtrennung und Verselbständigung des Netzbetriebs und -eigentums).

Erhalt und Erneuerung

Ersatz von Anlagenteilen gemäss ihrer technischen Lebensdauer ohne Aufwertung bzw. mit Aufwertung (durch technologisch verbesserte Anlagenteile).

Erneuerbare Energien

Gross- und Kleinwasserkraft, Biomasse (erneuerbarer Anteil im Kehrlicht, Abwasser, Klärgas, Holz, Biogas), Photovoltaik, Windkraft und Geothermie.

Flexibilisierung

Aktivitäten der Energieverbraucher und der Energieversorger, um die Nachfragelast ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten, die Lastkurve an diejenige der (beispielsweise stochastischen) Energieerzeugung anzugleichen oder die Energieerzeugung an die Lastkurve anzupassen (beispielsweise Zu- oder Abschalten von stochastischer Energieerzeugung).

Flexibilitätsleistung /-angebot

Möglichkeit von Kraftwerken, kurzfristig ihre Produktion an die Nachfrage oder an Schwankungen im Angebot anzupassen.

Gestehungskosten

Kosten für die Produktion von Strom; der «Levelized cost of electricity»-Ansatz setzt innerhalb der technologiespezifischen Amortisationsdauer Investitionskosten, Betriebs- und Unterhalts-, Brennstoff- und CO₂-Kosten mit den Erträgen aus dem Stromverkauf gleich und diskontiert diese mit einem konstanten Zinssatz.

Grenzkosten

Kosten, die durch die Erstellung einer zusätzlichen kWh über die bisherigen Kosten hinaus entstehen; sie sind stark von den variablen Kosten (also v.a. den Brennstoff- und CO₂-Kosten) abhängig.

Grundlast

Über einen längeren Zeitraum konstant benötigte bzw. bereitzustellende Leistung.

Innovativer Netzausbau

Netzausbau unter Berücksichtigung erst seit kurzer Zeit im Markt erhältlicher oder in Pilotprojekten getesteter Massnahmen (beispielsweise spannungsgeregelte Transformatoren).

Installierte Leistung

Maximale elektrische Leistung der in einem Kraftwerk installierten Generatoren bzw. die in einem Land installierte Gesamtleistung aller Kraftwerke; sie wird in der Einheit Watt und Vielfachen wie Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) angegeben.

Kataster

Öffentlich einsehbares Inventar von Gebäuden oder Grundflächen, beispielsweise zur Solarenergie- oder Windenergienutzung, Wärmenutzung im Untergrund oder über Wärmesenken.

Kohleflözgas

Oberbegriff für alle natürlichen Gase aus der Kohle; hierzu zählen das Flözgas und das Grubengas; Flözgas ist das aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge freigesetzte Gas, beispielsweise durch eine Bohrung. Das durch die eigentliche Bergbautätigkeit im Grubengebäude unmittelbar oder nach Jahren austretende Kohleflözgas wird als Grubengas bezeichnet.

Konventionelle Gasressourcen

Gasressourcen, die bei Anwendung klassischer Techniken frei in eine Förderbohrung einströmen.

Kostendeckende Einspeisevergütung

Vergütung der Differenz zwischen Gestehungskosten und Marktpreis für Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse während 20 bis 25 Jahren nach Artikel 7a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0).

Landesverbrauch

Endverbrauch plus Übertragungs- und Verteilverluste.

Lastgradient

Bezeichnet die Geschwindigkeit, mit der ein Kraftwerk die bereitgestellte Leistung ändern kann.

Leistung

Pro Zeiteinheit verfügbare Energiemenge

1	Terawatt (TW)
1 000	Gigawatt (GW)
1 000 000	Megawatt (MW)
1 000 000 000	Kilowatt (kW)
1 000 000 000 000	Watt (W)

Die Kilowattstunden (kWh), Megawattstunden (MWh) etc. bezeichnen demgegenüber die Energiemenge, die während einer Zeiteinheit umgesetzt wird.

Leistungsgradient

s. Lastgradient

Lernkurve

Verbesserung der Leistungsfähigkeit und Kostensituation mit zunehmender Produktionsmenge.

Market Coupling

Zusammenschluss von nationalen oder regionalen Elektrizitätsmärkten zu einem gemeinsamen Markt unter Optimierung der grenzüberschreitenden Lastflüsse.

Merit Order

Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in Abhängigkeit ihrer Grenzkosten; in der so genannten «Merit order»-Kurve wird dargestellt, wie lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten – beginnend mit den niedrigsten – zugeschaltet

werden, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis.

Mittellast

Bereitstellung von bzw. Nachfrage nach Leistung, die über die Grundlast hinausgeht, jedoch keinen schnellen und unvorhergesehenen Schwankungen unterliegt.

Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich

Von der Konferenz kantonaler Energiedirektoren erarbeitete energierechtliche Vorschriften im Gebäudebereich gestützt auf die Vollzugserfahrung der Kantone.

Netzebene

Unterteilung des Stromnetzes nach den unterschiedlichen Spannungsgrößen in drei Umspann-/bzw. Transformationssebenen und vier Spannungsebenen:

- 1 Höchstspannung (380/220 kV)
- 2 Umspannung Höchstspannung/Hochspannung
- 3 Hochspannung (110 kV)
- 4 Umspannung Hochspannung/Mittelspannung
- 5 Mittelspannung (30 kV, 20 kV, 10 kV)
- 6 Umspannung Mittelspannung/Niederspannung
- 7 Niederspannung (0,4 kV)

Netzverstärkung

Kapazitätsausbau bei bestehenden Netzen.

Ölpreisindexierung

(Vertraglich festgelegte) Bindung des Gaspreises an die Entwicklung des Erdölpreises.

Opportunitätskosten

Entgangener Nutzen durch die Bindung von Mitteln, die zur Nutzung anderer Möglichkeiten (Opportunitäten) eingesetzt werden könnten.

Potenzial

Fähigkeit zur Entwicklung einer noch nicht ausgeschöpften Möglichkeit. Es ist zu unterscheiden zwischen

- theoretischem Potenzial
- technischem Potenzial
- gesetzlich/politisch möglichem Potenzial
- betriebswirtschaftlichem Potenzial
- gesamtwirtschaftlichem Potenzial und
- realisierbarem Potenzial
(s. Kapitel 6.2.1)

Primärenergie

Energieart und -menge, die einer genutzten natürlichen Quelle entstammt (Erdöl, Erdgas, Uran).

RES-Direktive

Richtlinie der EU, die das Ziel, einen 20 %-Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zu erreichen, festschreibt und gemeinsame Massnahmen vorsieht.

Reserven

Primärenergievorkommen, die bekannt und nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind.

Residualnachfrage/-last

Nachgefragte Gesamtlast nach Abzug der nicht steuerbaren Produktion (Wind- und Sonnenenergie, Laufwasserkraft und anteilige Speicherwasserkraft).

Ressourcen

Primärenergievorkommen, die nachweislich vorhanden sind, gegenwärtig aber nicht wirtschaftlich gefördert werden können, oder Vorkommen, die mit einer gewissen Sicherheit vermutet werden.

Restwassermenge

Seit 1992 im Gewässerschutzgesetz vorgeschriebene Wassermengen, die nach einer Wasserentnahme in einem Fluss oder Bach bleiben müssen.

Schiefergas

Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen).

Schwall und Sunk

Bezeichnet bei unregelmässigem Abflussregime nach Stauanlagen entstehende Hoch- und Niedrigwasserphasen.

Smart Metering

Messgeräte, die die automatisierte Auslesung des Stromverbrauchs beim Kunden ermöglichen und diesem seinen Verbrauch in Echtzeit visualisieren.

Smart Grid

Elektrisches Netz, das die Produktion, den Verbrauch und die Speicherung von Strom miteinander verbindet und koordiniert.

Spannungsebene

s. Netzebene

Spitzenlast

Kurzzeitig benötigte bzw. bereitzustellende hohe Leistung.

Stochastische Einspeisung

Fluktuierende Einspeisung von nicht regelmässig anfallender Stromproduktion (beispielsweise Solarstrom, Windstrom).

Strategisches Netz

Ausbauplan von Swissgrid, der auf der 2009 vom Bundesrat definierten Ausbauplanung für das Übertragungsnetz beruht, mit einer darauf aufbauenden Liste von 67 Projekten.

Stromsparen

Massnahmen, die die Menge verbrauchter Elektrizität reduzieren.

Stundengenaue Simulation

Modell, das den Einsatz jedes Kraftwerks für jede Stunde und jeden Tag simuliert; es beruht auf Daten über den stündlichen Bedarf sowie auf Wind-, Solar- und Wasserangeboten der Jahre 2005 bis 2010 (Details s. Fussnote in Kapitel 7).

Substitution

Ersatz einer (meist auf fossiler Energie basierenden) Anwendung durch eine Stromanwendung mit dem Ziel, den Gesamtenergieverbrauch oder CO₂-Emissionen zu reduzieren

Suffizienz

Mässigung und Genügsamkeit im Energieverbrauch sowie Rationalisierung bis hin zum Verzicht auf Energie.

Sunk

s. Schwall und Sunk

Supergrid

Überwiegend auf Gleichstrom basierendes Elektrizitätstransportsystem, dessen Ausbau in Europa angestrebt wird, um die Versorgungssicherheit, die Integration von erneuerbaren Energien und die Vollendung des Energie-Binnenmarkts zu unterstützen; beispielsweise soll ein solches Netz europaweit so ausgebaut werden, dass Standorte, an denen verstärkt aus (erneuerbaren) Energien eingespeist wird, mit den – weit entfernten – Verbrauchszentren verbunden werden.

Systemdienstleistungen

Dienste, die die Netzbetreiber zusätzlich zur Stromübertragung und -verteilung erbringen; dazu gehören ein Fahrplan- und Engpassmanagementsystem, koordinative Aufgaben und die Bereitstellung von Regelernergie (d.h. die vertragliche Absicherung von Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich unvorhergesehener Schwankungen zwischen der Einspeisung und Entnahme von Strom durch kurzfristige Erhöhung oder Senkung der Kraftwerksleistung).

Tight Gas

Erdgas aus dichten Gesteinen.

Turbinierung

Gewinnung von Elektrizität mittels einer Turbine im Wasserkraftwerk; eine Turbine ist eine Strömungsmaschine, welche die innere Energie des Wassers in Rotationsenergie und letztlich in mechanische Antriebsenergie umwandelt.

UCTE-Mix

Europaweite Zusammensetzung des Stroms, benannt nach der «Union for the Coordination of Transmission of Electricity», der Vorgängerin der ENTSO-E; wird als statistischer Näherungswert für die Zusammensetzung nicht herkunftsidentifizierter Strommengen verwendet.

Umfeldszenario

Beschreibt mögliche Entwicklungen von exogenen Gegebenheiten, die sich insbesondere in gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen äussern.

Unbundling

s. Entflechtung

Unkonventionelle Gasressourcen

Lagerstätten, in denen Erdgas nicht gasförmig im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist; dazu gehören Kohleflözgas, Schiefergas, «tight gas» (in dichten Sand- oder Kalkgesteinen), Aquifer- und Gashydrat.

Im Unterschied dazu strömen konventionelle Gasressourcen bei Anwendung klassischer Techniken frei in eine Förderbohrung ein.

11.5 Abbildungsverzeichnis

Wärme-Kraft-Kopplung

Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen.

Wirkungsgrad

Verhältnis zwischen abgegebener Leistung und zugeführter Leistung.

Zubau

Bau neuer Stromproduktionsanlagen und unabhängig vom geplanten Sanierungszyklus vorgenommene Wirkungsgradverbesserungen und Leistungssteigerungen an bestehenden Stromproduktionsanlagen.

Abbildung 1.1 (Beilage): Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 1.

Abbildung 1.2 (Beilage): Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 2.

Abbildung 1.3 (Beilage): Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 3.

Abbildung 2.1: Aufbau der Studie. 13

Abbildung 3.1: Anstieg der jährlichen Produktion von Erdgas bis 2035 im Gas-Szenario der IEA 2011. 15

Abbildung 3.2: Entwicklung des Gaspreises und des CO₂-Preises. 16

Abbildung 3.3: Die Energiepolitik der EU. 17

Abbildung 4.1: Methodisches Vorgehen zur Entwicklung der Szenarien. 25

Abbildung 4.2: Nach Szenario differenzierte Annahmen über die jährliche Stromerzeugung in Deutschland. 26

Abbildung 5.1: Entwicklung von Stromverbrauch, Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt. 29

Abbildung 5.2: Anteil Stromverbrauch am Gesamtenergieverbrauch in % in den BFE-Szenarien. 30

Abbildung 5.3: Definition der Energieeffizienzpotenziale. 30

Abbildung 5.4: Jahresstrombezug 2011 im Vergleich zu 2005 und 1991. 32

Abbildung 5.5: Durchdringung bei verschiedenen Haushaltsgeräten. 32

Abbildung 5.6: Prozentualer Anteil der Leuchtmittel. 33

Abbildung 5.7: Marktvolumen und Marktpotenzial Energieeffizienz. 35

Abbildung 5.8: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes von 1990 bis 2035. 36

Abbildung 5.9: Endverbrauch Strom Haushalte. 38

Abbildung 5.10: Endverbrauch Strom Dienstleistungen. 39

Abbildung 5.11: Endverbrauch Strom Industrie. 40

Abbildung 5.12: Entwicklung des Stromverbrauchs der Gerätekategorien in Szenario 2. 42

Abbildung 5.13: Entwicklung des Strom-Landesverbrauchs in den Szenarien. 44

Abbildung 5.14: Nachfrageentwicklung in den Szenarien VSE, ETHZ und BFE. 46

Abbildung 6.1: Entwicklung der erwarteten Produktion aus dem bestehenden Produktionspark einschliesslich der sich in Bau befindlichen Wasserkraftanlagen. 50

Abbildung 6.2: Gekoppelte Bereitstellung von Wärme und Strom. 58

Abbildung 6.3: Gesteigungskosten verschiedener Technologien bis 2050. 60

- Abbildung 6.4: Gestehungskosten im Jahr 2015 und ihre Kostenkomponenten. 61
- Abbildung 6.5: Abschätzung von Lebenszyklus Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten pro kWh für verschiedene Technologien. 62
- Abbildung 6.6: Vergleich der heutigen Produktion und des maximalen Zubaupotenzials. 63
- Abbildung 7.1: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 1. 70
- Abbildung 7.2: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 2. 71
- Abbildung 7.3: Entwicklung von Nachfrage und Angebot in Szenario 3. 72
- Abbildung 8.1: Total installierte Kraftwerksleistung. 80
- Abbildung 8.2: Importe und Exporte sowie Nettoflüsse. 81
- Abbildung 8.3: Entwicklung Grosshandelspreise auf Jahresbasis in der Schweiz. 81
- Abbildung 8.4: Solarproduktion Szenario 3 in der Schweiz 2050. 82
- Abbildung 8.5: Jahresverteilungskurve der Last und Bandenergiebedarf ohne und mit viel Solar- und Windproduktion. 83
- Abbildung 8.6: Szenario-abhängige Entwicklung der Tageslast im Jahresdurchschnitt. 84
- Abbildung 8.7: Produktionsmuster Szenario 2 im Winter. 86
- Abbildung 8.8: Produktionsmuster Szenario 2 im Sommer. 87
- Abbildung 8.9: Saisonale Entwicklung der Grosshandelspreise. 88
- Abbildung 8.10: Jahresverteilungskurve nach Szenario. 89
- Abbildung 8.11: Auslastungsgrad thermischer Kraftwerke. 90
- Abbildung 8.12: Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke, visualisiert auf der Jahresverteilungskurve. 90
- Abbildung 8.13: Flexibilitätsangebot: Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke. 91
- Abbildung 8.14: Monatliche Stromnettoflüsse zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. 92
- Abbildung 8.15: Pfadwechsel: Angebot Erneuerbare wie Szenario 3, Nachfrage Szenario 2. 93
- Abbildung 8.16: Einfluss verstärkter Einspeisung von Produktion mit Abnahmegarantie auf das Marktpreisniveau. 96
- Abbildung 8.17: CO₂-Kosten der Stromproduktion bei vollständiger Kompensation der CO₂-Emissionen. 97
- Abbildung 8.18: Anteil zusätzlicher Fördergelder für Ausbau erneuerbarer Energien an den Gesamtkosten der Energie. 97
- Abbildung 8.19: Entwicklung der jährlichen Endkundenpreise. 98
- Abbildung 9.1: Strompreise für Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen sowie kleinere Industriekunden. 103
- Abbildung 9.2: Bewertung der Szenarien bezüglich des Kriteriums Umweltauswirkungen. 104
- Abbildung 9.3: Bewertung der Szenarien bezüglich des Kriteriums Auslandabhängigkeit. 105
- Abbildung 9.4: Eingriffstiefe in den Szenarien. 106
- Abbildung 9.5: Gesamtbewertung der Szenarien. 107

11.6 Tabellenverzeichnis

- Tabelle 5.1: Stromsparpotenziale im Industrie- und Dienstleistungssektor. 34
- Tabelle 5.2: Flexibilisierungspotenzial einzelner Anwendungen. 43
- Tabelle 5.3: Theoretisches Flexibilisierungspotenzial je Szenario und Stichjahr in TWh. 43
- Tabelle 5.4: Szenario-spezifische Entwicklung des Landesverbrauchs. 43
- Tabelle 6.1: Vergleich der Energiequalität verschiedener Technologien. 61
- Tabelle 6.2: Technologiespezifische Hemmnisse für die Potenzialausschöpfung. 63
- Tabelle 6.3: Produktion je erneuerbare Technologie in den Szenarien 1 bis 3 in den Jahren 2035 und 2050. 64
- Tabelle 6.4: Vergleich der Zubaupotenziale bis 2050 der VSE-Szenarien mit Szenarien des BFE und der ETH Zürich. 65
- Tabelle 8.1: Investitionsvolumen für klassischen bzw. innovativen Netzausbau in den drei Szenarien. 78
- Tabelle 8.2: Investitionsvolumen in Netze und Produktionsanlagen. 95
- Tabelle 9.1: Übersicht über direkte Umweltauswirkungen des Produktionsparks. 103

11.7 Projekt-Mitarbeitende

Rund 50 Mitarbeitende aus der Branche haben an der Studie «Wege in die neue Stromzukunft» mitgewirkt.

Hierzu gehören:

Steuerungsausschuss

Niklaus Zepf, Axpo, swisselectric, Vorsitzender des Steuerungsausschusses
Patrick Bertschy, IB Murten / Multidis
Michael Frank, VSE
Andreas Massüger, Werke am Zürichsee / DSV
Jean-Pierre Mitard, Romande Energie (Vertreterin: Valentine Favre) / regioGrid
Michael Paulus, BKW / swisselectric
Mauro Salvadori, Alpiq / swisselectric
Giorgio Tognola, AET (Vertreter: Milko Gattoni) / ESI

Projektleitung / Teilprojektleitung

Sabine Löbke, Löbke Consulting, Projektleitung
Cornelia Abouri, Energieforum
Daniel Dähler, IWB / swisspower
Igor Perrig, swisselectric
Ana-Marija Vasic, VSE
André Vossebein, Axpo Holding / swisselectric
Sophie Wenger, ewz / regioGrid
Kurt Wiederkehr, VSE

Teilprojekt Fokusgruppe

Kurt Wiederkehr, VSE, Teilprojektleitung
Tony Bürge, EW Näfels / DSV
Peter Graf, sgsw / DSV
Werner Jauch, EW Altdorf / swisselectric
Peter Quadri, swisselectric
Martin Roth, EBM / Regionalwerke
Dorothea Tiefenauer, VSE
Bettina von Kupsch, swissgrid / Nichtorganisierte

Teilprojekt Nachfrage

Daniel Dähler, IWB / Swisspower, Teilprojektleitung
Salah Boukhaoua, Swibi
Roland Grieger, sgsw / DSV
Dionys Hallenbarter, ewz / regioGrid
Daniel Laager, EBM / Regionalwerke
Michael Stalder, Axpo Holding / swisselectric
Martin Stöckli, BKW / swisselectric

Teilprojekt Angebot

Sophie Wenger, ewz / regioGrid, Teilprojektleitung
Yves-André Bagnoud, Alpiq / swisselectric
Alain Bart, SBB / Nichtorganisierte
Martin Bettler, Romande Energie / regioGrid
Marco Caffisch, ewz / regioGrid
Jakob Vollenweider, BKW / swisselectric
Stéphanie Weiler, Romande Energie / regioGrid
Philipp Wenk, SBB / Nichtorganisierte

Teilprojekt Umfeld CH-EU

Igor Perrig, swisselectric, Teilprojektleitung
Georg Därendinger, BKW / swisselectric
Christine Döbeli, ewz / regioGrid
Reto Mohr, IWB / Swisspower

Teilprojekt Systembetrachtung

André Vossebein, Axpo Holding / swisselectric, Teilprojektleitung
Sandro Dinser, Axpo AG / swisselectric
Joëlle Hars, BKW / swisselectric
Hans Jörg Meier, EW Davos / DSV
Roman Melliger, ewz / regioGrid
Andreas Poncet, Alpiq / swisselectric
Marcel Rindlisbacher, Regioenergie / DSV

Teilprojekt Gesamtwirtschaft

Cornelia Abouri, Energieforum Schweiz, Teilprojektleitung
Patrick Braun, BKW / swisselectric
Michael Meier, VSE
Michel Piot, swisselectric
Pascal Storck, Energiedienst
Robert Völkli, SIG / Swisspower
Thomas Zwald, VSE

**Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen (VSE)**

Hintere Bahnhofstrasse 10
Postfach
5001 Aarau

Tel. +41 (0) 62 825 25 25
Fax +41 (0) 62 825 25 26
Internet: www.strom.ch
E-Mail: info@strom.ch

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

Av. Louis Ruchonnet 2
Case postale 534
1001 Lausanne

Tél. +41 (0) 21 310 30 30
Fax +41 (0) 21 310 30 40
Internet: www.electricite.ch
E-mail: info@electricite.ch

