



Unsere Zukunft ist erneuerbar!
ewz-Stromzukunft 2012 – 2050.

ewz

Die Energie



Ein Unternehmen
der Stadt Zürich

Impressum.

Unsere Zukunft ist erneuerbar!
ewz-Stromzukunft 2012–2050.

Herausgeber.
ewz
Tramstrasse 35
8050 Zürich
www.ewz.ch

Projektleitung.
Dr. Silvia Banfi Frost

Projektteam.
Bruno Bébié (Departement der Industriellen Betriebe)
Dr. Romeo Deplazes
Christine Döbeli
Dr. Stéphanie Engels
Marcel Frei
Moritz Güttinger
Britta Heimbach
Bruno Hürlimann
Dr. Lukas Küng
Kimon Marketos
Regula Müller
Nikolas Nierhoff
Michael Roth
Robert Weibel
Sophie Wenger
Marcel Wickart

Gestaltung und Produktion.
Faktor Journalisten AG
Othmar Humm
Christine Sidler

Lektorat.
Dr. Esther Girsberger

1. Auflage: 500 Stück
Erscheinung: November 2012

Unsere Zukunft ist erneuerbar!
ewz-Stromzukunft 2012–2050.

Inhalt.

Zusammenfassung	5
1. Ziele, Organisation und Aufbau.	
1.1. Einleitung und Rahmenbedingungen	13
1.2. Ziele des Berichts	13
1.3. Grundlagen	13
1.4. Aufbau des Berichtes	14
2. Umfeld und Entwicklungen	17
3. Prognose der langfristigen Grosshandelspreise mit dem Fundamentalmodell.	
3.1. Prognosemodell der langfristigen Grosshandelsmarkt- preise, Grundstruktur des Modells	23
3.2. Annahmen für das Referenzszenario	25
3.3. Annahmen für die Sensitivitäten	26
3.4. Entwicklungen im Referenzszenario	27
3.5. Entwicklungen in den Sensitivitäten	28
3.6. Schlussfolgerungen	28
4. Stromabsatz.	
4.1. Ausgangslage im Strommarkt	29
4.2. Zukünftige Nachfrageentwicklung	31
4.3. Entwicklung absatzrelevanter Rahmenbedingungen	33
4.4. Entwicklung des Absatzes bis 2025 und Ausblick bis 2050	35
4.5. Exkurs zum Thema Eigenproduktion («Prosumer»)	39
5. Heutige Stromproduktion und Produktionstechnologien.	
5.1. Heutiges Produktionsportfolio und Entwicklung in den letzten Jahren	45
5.2. Technologien für die zukünftigen Produktionsszenarien ..	50
5.3. Exkurs: Wärmekraftkopplungsanlagen oder Gas- und Dampfkraftwerke?	56
5.4. Beschreibung und Beurteilung der einzelnen Technologien	59
5.5. Vergleich der Technologien	74
5.6. Exkurs: Systemdienstleistungen	76
5.7. Schlussfolgerungen	77
6. Bewertung der Technologien.	
6.1. Ziele und Vorgehen bei der Bewertung der Technologien	79
6.2. Beschreibung der Bewertungskriterien	80
6.3. Ergebnisse	83

7.	Netze.	
7.1.	Übertragungsnetz	92
7.2.	Verteilnetz	94
7.3.	Laufende Projekte	97
8.	Strategien zur Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem.	
8.1.	Netzausbau	101
8.2.	Flexible thermische Kraftwerke	101
8.3.	Energiespeicher	102
8.4.	Management der Nachfrageseite und der Erzeugungsseite	105
8.5.	Schlussfolgerungen.....	106
9.	Produktionsszenarien.	
9.1.	Einleitung.....	107
9.2.	Vorgehen bei Festlegung der Produktionsszenarien	107
9.3.	Definition der Produktionsszenarien.....	107
9.4.	Überblick Produktionsszenarien	113
9.5.	Ergebnisse der Produktionsszenarien	113
9.6.	Vergleich der Ergebnisse der vier Hauptszenarien	122
9.7.	Interpretation und Beurteilung der Ergebnisse.....	126
10.	Finanzielle Auswirkungen der Produktionsszenarien.	
10.1.	Modell zur Berechnung der finanziellen Auswirkungen	127
10.2.	Ergebnisse für die Produktionsszenarien.....	130
10.3.	Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse..	138
11.	Schlussfolgerungen	141
Anhang.		
	Literaturverzeichnis	145
	Abbildungsverzeichnis.....	149
	Tabellenverzeichnis	151
	Abkürzungsverzeichnis.....	152
	Masseinheiten.....	153
	Glossar	154

Zusammenfassung.

Ausgangslage.

Die zahlreichen und tief greifenden energiepolitischen Entwicklungen der letzten Jahre machen eine Aktualisierung der Stromperspektiven von ewz (ewz 2008a) nötig. Diese Arbeit wurde im Jahr 2011 mit dem Projekt «ewz-Stromzukunft 2012–2050» angegangen. In Übereinstimmung mit den energiepolitischen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen der Stadt Zürich wurden verschiedene Stromszenarien bis zum Jahr 2050 entwickelt. Ziele des Projektes sind:

- Die Identifizierung von unterschiedlichen Produktionsszenarien, die auch in Zukunft eine wirtschaftliche und ökologische Versorgung mit Strom sicherstellen;
- Die Entwicklung von Absatzvarianten, die verschiedene Grade der Liberalisierung des Strommarktes berücksichtigen.

Auf Grund der erwarteten, erheblichen Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien werden deren Auswirkungen auf die schweizerischen und europäischen Netze und auf den Speicherbedarf dargestellt und beurteilt. Schliesslich wird aufgezeigt, welche Implikationen die Produktionsszenarien auf Umwelt und Gesellschaft sowie auf den langfristigen Finanzbedarf haben könnten.

Umfeld und Entwicklungen.

Investitionsentscheide im Strombereich sind von langfristiger Bedeutung. Deshalb ist es wichtig, folgende Rahmenbedingungen in den Entscheidungsprozess mit einzubeziehen:

- **Wirtschaftliche Entwicklung:** Die wirtschaftliche Entwicklung hat sich in den letzten Jahren (Periode 2008 bis 2012) gegenüber der Vorperiode deutlich verschlechtert, wobei sich die Schweiz im europäischen Vergleich gut behauptete. Die wirtschaftlichen Turbulenzen haben sich stark auf die Nachfrage und somit auf die Stromgrosshandelspreise ausgewirkt.

Diese haben teilweise ein sehr tiefes Niveau erreicht und die Margen der Stromunternehmen dadurch stark unter Druck gesetzt.

- **Regulatorische Entwicklung des Strommarktes:** In der Schweiz wurden in den letzten Jahren erste Schritte Richtung Marktliberalisierung gemacht. Seit 2008 können Kundinnen und Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 000 kWh pro Verbrauchsstätte ihren Energielieferanten frei wählen. Der Bericht geht von einem ab 1. Januar 2015 vollständig liberalisierten schweizerischen Strommarkt aus. Diese Entwicklung führt zu einem zusätzlichen Wettbewerbsdruck unter Energieunternehmen. Demgegenüber wird die Netzinfrastruktur als natürliches Monopol auch in Zukunft die regulatorischen Vorgaben erfüllen und sich nicht dem Wettbewerb ausgesetzt sehen.

- **Energiepolitische Entscheide in der Stadt Zürich:** Im Herbst 2008, kurz nach dem Erscheinen des ewz-Stromzukunftsbereichs 2008, hat sich die Bevölkerung der Stadt Zürich in einer Volksabstimmung für die 2000-Watt-Gesellschaft sowie für mehr Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgesprochen. In der gleichen Volksabstimmung wurde beschlossen, auf neue Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen zu verzichten. Der Zürcher Gemeinderat hat im Frühling 2012 zwei Motionen überwiesen, die das Jahr 2034 als spätesten Ausstiegszeitpunkt festlegen. Wesentlich für diesen Entscheid waren die Ereignisse im japanischen Fukushima im März 2011.

- **Energiepolitische Entscheide des Bundesrates:** Der Bundesrat hat im Mai 2011 beschlossen, dass bestehende Kernkraftwerke am Ende ihrer sicheren Laufzeit stillgelegt und durch keine neuen Kernkraftwerke ersetzt werden sollen. Die wegfallende Produktion von Kernenergiestrom, zurzeit im Umfang von rund 40 Prozent der Schweizer Stromproduk-

tion, soll laut Bundesrat einerseits durch eine Steigerung der Energieeffizienz und der sparsamen Energienutzung, andererseits durch eine optimale Kombination von Wasserkraft, neuen erneuerbaren Energien und fossil betriebenen Anlagen – namentlich Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) – ersetzt werden. Der übrige Strombedarf soll durch Stromimporte gedeckt werden. Die neuen erneuerbaren Energien werden auch in Zukunft mit Fördermodellen unterstützt.

Langfristige Grosshandelsmarktpreise.

Kraftwerke haben Nutzungsdauern von 20 bis 80 Jahren. Um Aussagen über ihre zukünftige Ertragskraft zu ermöglichen, sind Prognosen zur Entwicklung der Grosshandelspreise erforderlich. Das für diesen Bericht verwendete Modell stützt sich auf ökonomische und energiemarktspezifische Fundamentaldaten ab.

Alle am Markt teilnehmenden Kraftwerke werden nach ihren Grenzkosten eingeordnet. Der stündliche Marktpreis ergibt sich durch die Schnittstelle von Angebots- und Nachfragekurve, wobei von einem perfekten und wettbewerbsintensiven Energiemarkt ausgegangen wird. Das Modell bildet diesen Mechanismus der Preisfindung für die nächsten vierzig Jahre ab. Dabei werden Annahmen in den Bereichen Produktionspark, Kostenentwicklung sowie der Stromnachfrage getroffen.

Ausgehend vom heutigen Kraftwerkpark in den untersuchten Marktgebieten Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien rechnet das Modell aus, welche Kraftwerkstechnologie aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive am wirtschaftlichsten wäre und baut bei Bedarf entsprechende Kraftwerke zu. Die Preisentwicklung für die Primärenergieträger (Gas, Kohle, Öl) sowie für die CO₂-Zertifikate stützt sich auf Prognosen der Internationalen Energie Agentur (IEA) ab. Die Stromgrosshandelspreise in der Schweiz steigen, getrieben durch die Preissteigerung bei den Primärenergieträgern, kontinuierlich an. Sie werden von den Gas- und CO₂-Preisen abhängig sein.

Stromnachfrage und -absatz.

Der Prognose zur Entwicklung der Stromnachfrage wurden die Szenarien der neuen Energiestrategie 2050 des Bundes zu-

grunde gelegt. Für die Stadt Zürich wurden ausgewählte Strombedarfsszenarien aus dem letzten Bericht zur Stromzukunft (ewz 2008a) entnommen und um den Zusatzbedarf für Elektromobilität ergänzt. Zusätzlich wurde ein Planszenario definiert, das sich zwischen den beiden Bundesszenarien «Weiter wie bisher» und «Neue Energiepolitik» bewegt. Dabei wurde für den Endenergiebedarf ein etwas weniger ausgeprägter Rückgang der Energieintensität, dafür eine konstante Zunahme des Stromanteils angenommen.

Die Absatzentwicklung der einzelnen Energieunternehmen wird stark durch den Verlauf der Marktöffnung bestimmt und ist nur beschränkt von der allgemeinen Nachfrageentwicklung abhängig.

Strombedarf Schweiz.

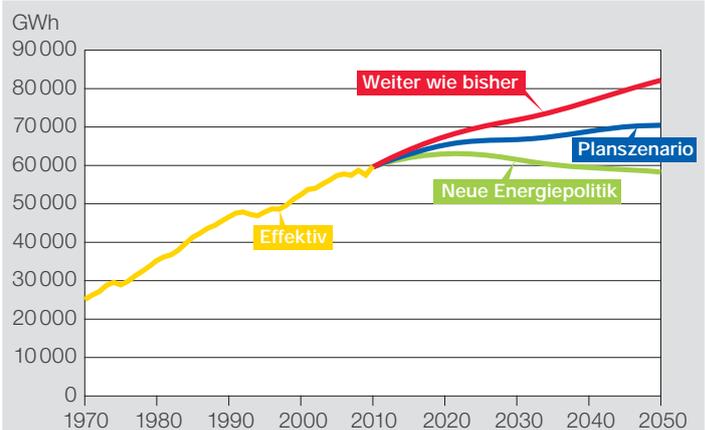


Abbildung Z.1: Strombedarfsszenarien der Schweiz in GWh (PROGNOS 2011). Die Prognosen der drei Bedarfsszenarien gehen ab 2012 auseinander. Das Szenario «Weiter wie bisher» weist den grössten Strombedarf auf. Mit der neuen Energiepolitik sinkt der Strombedarf nach 2020.

Strombedarf Stadt Zürich.

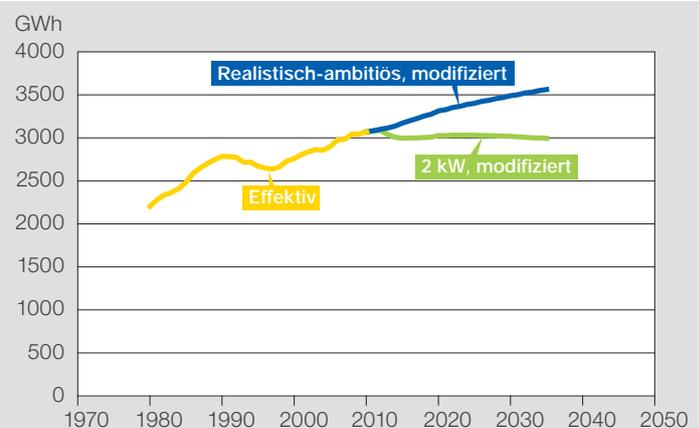


Abbildung Z.2: Strombedarfsszenarien der Stadt Zürich in GWh (ewz 2008a). Der Unterschied zwischen den zwei Szenarien wird schnell gross. Der realistisch-ambitiöse Strombedarf steigt weiter an, das 2000-Watt-Szenario geht von einem leichten Rückgang des Strombedarfs aus.

Grosskundinnen und -kunden stützen sich wegen der tiefen Strommarktpreise in Europa immer weniger auf die Grundversorgung ab. Auch für ewz mit einem hohen Anteil an national und international tätiger Grosskundschaft, die in der Regel auch über weitere Lieferantenbeziehungen verfügt, stellt die Marktöffnung eine Herausforderung dar.

ewz ist heute ein wichtiger Anbieter in einem stark fragmentierten Markt. Mittelfristig sind im Endkundengeschäft Marktkonzentrationen zu erwarten. Will ewz seine Marktposition im künftigen Umfeld erhalten, muss es seinen Marktanteil erhöhen.

Heutige ewz-Stromproduktion.

ewz verfügt über ein breites Portfolio von Energieerzeugungsanlagen, das in Tabelle Z.1 zusammengefasst ist. Die heutige Produktion von ewz setzt sich hauptsächlich aus den beiden Technologien Wasserkraft und Kernenergie zusammen (je rund 47%). In den letzten Jahren wurde aber der Zubau von neuen erneuerbaren Energien verstärkt, insbesondere im Bereich Windanlagen und Photovoltaik (PV). ewz betreibt seit 1996 die ewz.solarstrombörse, bei der mit PV-Produzentinnen und -Produzenten aus der Schweiz langfristige Bezugsverträge (20 Jahre) abgeschlossen werden. Ausgehend von den zurzeit bereits eingesetzten Produktionstechnologien sind für die Festlegung der relevanten zukünftigen Technologien folgende Kriterien massgebend:

- **Erwartetes Potenzial:** Die Technologie soll mittel- bis langfristig einen merkbaren Beitrag zur Sicherung einer ausreichenden, wirtschaftlichen und möglichst umweltschonenden Stromproduktion liefern.
- **Reifegrad und Diffusion:** Technologien, die sich in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden, werden nicht detailliert beschrieben und fliessen nicht in die Produktionsszenarien ein. Es werden nur Technologien berücksichtigt, bei denen eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit möglich ist.

- **Energiepolitische Rahmenbedingungen:** Die Technologie muss den energiepolitischen Zielsetzungen des Unternehmens und der Stadt Zürich entsprechen. Unter Berücksichtigung dieser Kriterien wurden folgende Technologien für die Produktionsszenarien ausgewählt:

- **Kernkraftwerke:** In die Produktionsszenarien fliessen die bestehenden Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen ein. Diese Beteiligungen und Bezugsrechte laufen spätestens im Jahr 2034 aus.

- **Wasserkraft:** Die Produktionsszenarien berücksichtigen die eigenen Anlagen und die Anlagen der Partnerwerke. Die Erneuerung der Konzessionen dieser Anlagen steht im Vordergrund.

- **Neue erneuerbare Energie:** Wind, Biomasse, Photovoltaik und Solarthermie werden bei der Bildung der Produktionsszenarien einbezogen.

- **Gas- und Dampfkraftwerke (GuD):** Diese Technologie wird mit vollständiger Kompensation der CO₂-Emissionen in ein Produktionsszenario eingebunden.

Wegen den technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten wird die Geothermie nicht quantitativ in die Produktionsszenarien mit einbezogen. Sie ist allerdings nicht aus den Augen zu verlieren, da sie in Zukunft eine interessante Ergänzung zu den anderen neuen erneuerbaren Technologien sein könnte. Es wird angenommen, dass keine aktive Investitionsstrategie in fossil betriebene Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) verfolgt wird.

Bewertung der Technologien.

Die Technologien wurden anhand von quantitativen (Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit) und qualitativen Aspekten (Zuverlässigkeit der Anlagen und Umsetzbarkeit/Risiken der Technologien) beurteilt. Die Bewertungen, insbesondere der qualitativen Merkmale, sind als relatives Mass zu betrachten, das einen groben Vergleich zwischen Technologien erlauben soll.

Stromproduktion und installierte Leistung von ewz (2011).		
Technologie	Installierte Leistung	Jahresproduktion
Wasserkraft	929 MW	2265 GWh ¹
Kernenergie	291 MW	2159 GWh ¹
Neue erneuerbare Energien	95 MW	200 GWh
■ Wind	66,4 MW	167 GWh
■ PV (Solarstrombörse)	12,6 MW	13,5 GWh
■ Solarthermie (ab 2012)	(3 MW)	(5 GWh)
■ Biomasse	16 MW ²	19,5 GWh

Tabelle Z.1: Stromproduktion und installierte Leistung von ewz (2011).

¹ Mittlere Produktion 2002 bis 2011, bei Beteiligungen jeweils Anteil ewz.

² Anlagen unter Vertrag, davon 12 MW langfristige Verträge.

Für die Berechnung des Gesamtergebnisses wurden die vier Merkmale gleich gewichtet. Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die neuen erneuerbaren Technologien – Wind, Photovoltaik (PV), Solarthermie, Biomasse – sowie die Wasserkraftanlagen die besten Ergebnisse erzielen, insbesondere erhalten sie gute Resultate in Bezug auf ihre Umweltverträglichkeit. Die erwartete Kostendegression der Technologien, die für die neuen erneuerbaren Energien angenommen wurde, spielt eine wichtige Rolle für eine positive Bewertung im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit.

Netze.

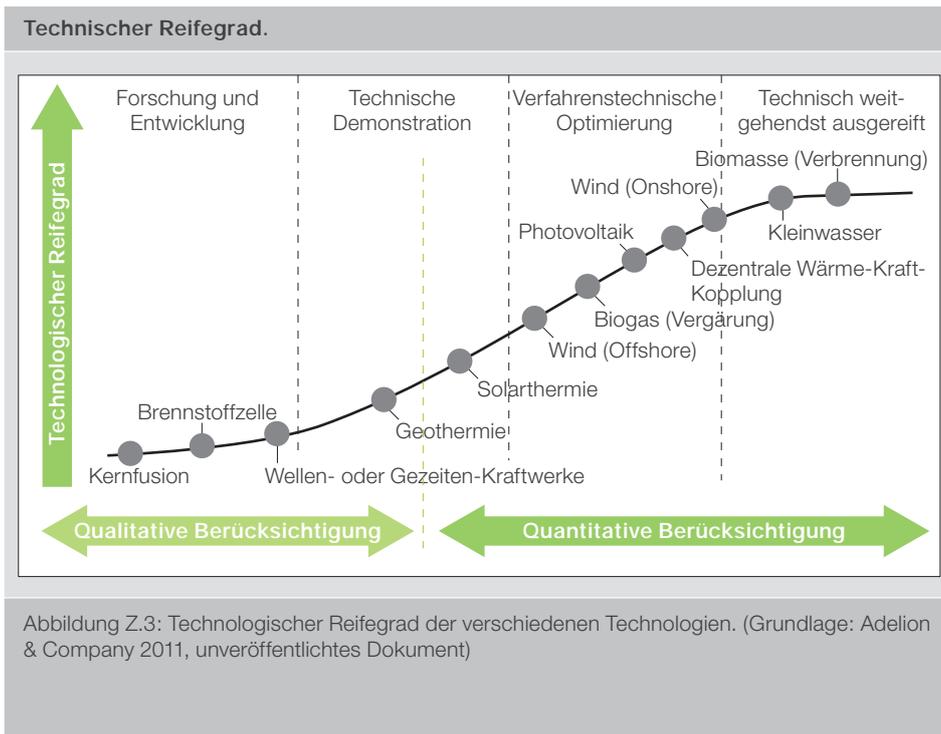
Das Elektrizitätsnetz ist das Bindeglied zwischen Produktionsanlagen auf der einen und den Konsumentinnen und Konsumenten auf der anderen Seite. Das Elektrizitätsnetz von ewz umfasst das Übertragungsnetz mit der Spannungsebene 220 kV und 380 kV (wird an die nationale Netzgesellschaft übertragen) und die unterlagerten Verteilnetze von der Niederspannung (<1 kV) bis zur Hochspannung (60 kV bzw. 150 kV). ewz betreibt Verteilnetze in der Stadt Zürich, in Mittelbünden und im Bergell.

In den kommenden Jahren werden die Verteilnetze in der Schweiz und in ganz Europa durch die starke Zunahme von de-

zentralen und stochastischen (d. h. nur teilweise vorhersagbaren, witterungsabhängigen) Einspeisungen erneuerbarer Energien vor grosse Herausforderungen gestellt. Nebst der punktuellen Verstärkung des Netzes muss dieses auch intelligenter ausgestaltet werden. Missverhältnisse zwischen Last und (vermehrt dezentraler und stochastischer) Produktion können einerseits durch Speicherung und andererseits durch gezieltes Netzkapazitätsmanagement vermindert werden. Dadurch wird der erforderliche konventionelle Netzausbau auf ein effizientes Mass begrenzt. In Ergänzung zum Netzmanagement kommt den Energiespeichern zukünftig eine grössere Bedeutung zu als bisher.

Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Energiesystem.

Voraussichtlich sind im Jahr 2025 neue Technologien für eine kurzfristige Stromspeicherung einsetzbar. Spätestens 2040 wird allerdings eine regelmässige Speicherung über Wochen und Monate notwendig sein, um die Überschussenergie aufzufangen und die stochastische Einspeisung auszugleichen. Die Speicherung von Überschussstrom allein wird jedoch nicht genügen. Deshalb müssen auch Ansätze wie vermehrter Ausgleich durch stärkere, interregionale Vernetzung, konventionelle Backup-Energie und ein Management der



Nachfrageseite mit einbezogen werden. Diese grundlegenden Komponenten bilden zusammen mit der Stromspeicherung das Fundament, ohne das ein starker Ausbau an stochastischen Energien unmöglich ist. Die meisten der heute existierenden Speichertechnologien befinden sich in der Pilotphase. In Anbetracht der Stärken und Schwächen und den verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten der zurzeit vorhandenen Speichertechnologien wird damit gerechnet, dass eine Kombination verschiedener Technologien die benötigte Speicherkapazität liefert.

ewz-Produktionsszenarien.

Zur Abschätzung und Beurteilung der möglichen zukünftigen Produktionsportfolios wurden vier Produktionsszenarien für ewz definiert und nach energetischen, ökologischen und finanziellen Gesichtspunkten verglichen. Die Szenarien beruhen auf einer Analyse der Technologien, die ihre ökologische Wirkung, ihren Reifegrad und ihre Potenziale berücksichtigt hat. Ausgangspunkt bilden die aktuell im Produktionsportfolio enthaltenen Anlagen und Technologien. Tabelle Z.2 zeigt die Zusammensetzung der Produktionsszenarien im Überblick und Abbildung Z.4 die Entwicklung der Produktion nach Technologien bis 2050.

In Szenario 1 wird ein Teilrückzug von ewz aus der Produktion angenommen: Es findet keine Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen statt. Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ist nur moderat und beschränkt sich im Wesentlichen auf die zurzeit geplanten Projekte. Das Produktionsniveau fällt langfristig auf ein tiefes Niveau.

Das Szenario 2 geht von einer erfolgreichen Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen aus, ergänzt durch einen weiterhin moderaten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien. Wegen der Bedeutung der einheimischen Wasserkraft an der Gesamtproduktion weist dieses Szenario den höchsten relativen Anteil der Produktion im Inland aus.

Die Gesamtproduktion ist bei den Szenarien 3 und 4 durch den starken Zubau an neuen erneuerbaren Energien deutlich höher; wobei dies in Szenario 4 durch den Zubau an Gas- und Dampfanlagen (GuD) noch verstärkt wird. Aus wirtschaftlichen Überlegungen erfolgt ein grosser Teil der Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland, wodurch sich der relative Anteil der Produktion in der Schweiz im Vergleich zum Produktionsmix 2012 deutlich verringert.

In allen Szenarien wird von einem Auslaufen der Beteiligungen an Kernkraftwerken bis spätestens 2034 ausgegangen.

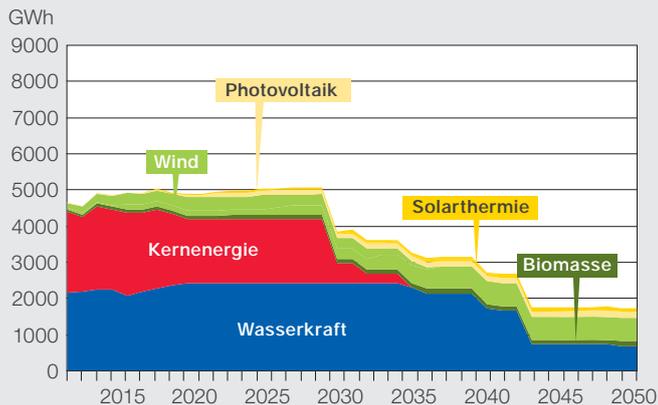
Im Hintergrund der Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft wurden die Szenarien hinsichtlich ihrer ökologischen Wirkung untersucht. Durch den Wegfall der Kernenergieanlagen und den Zubau an neuen erneuerbaren Energien sinken die durchschnittlichen Primärenergiefaktoren (PEF) aller Szenarien. Bei allen resultieren steigende Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente), v. a. auf Grund der angenommenen hohen Werte für die Produktion von Photovoltaik-Modulen in China (Einsatz von Kohlekraftwerken). Die CO₂-Emissionen sind in Szenario 4 durch den Zubau von GuD mit Abstand am höchsten.

Zusammensetzung der vier Produktionsszenarien.				
Produktions-Szenarien	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Wasserkraft	Keine Rekonzessionierung	Erfolgreiche (frühzeitige) Rekonzessionierung		
Neue erneuerbare Energien	Moderates Wachstum		Starkes Wachstum	
Gas- und Dampfanlagen (GuD)	Keine			Beteiligung an GuD
Kernkraftwerke	Keine Beteiligungen an Kernkraftwerken ab 2034			

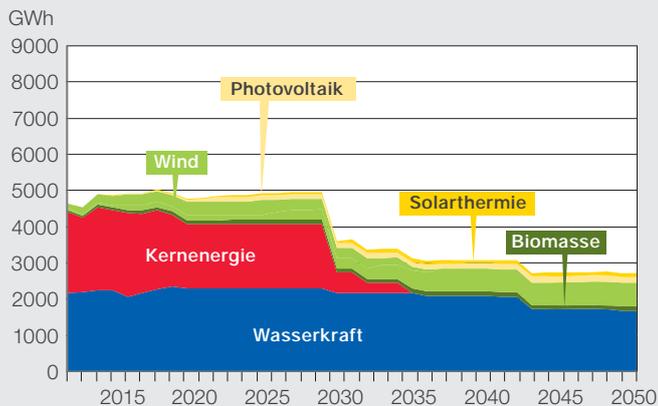
Tabelle Z.2: Zusammensetzung der vier Produktionsszenarien.

Produktionsentwicklung für die vier Szenarien.

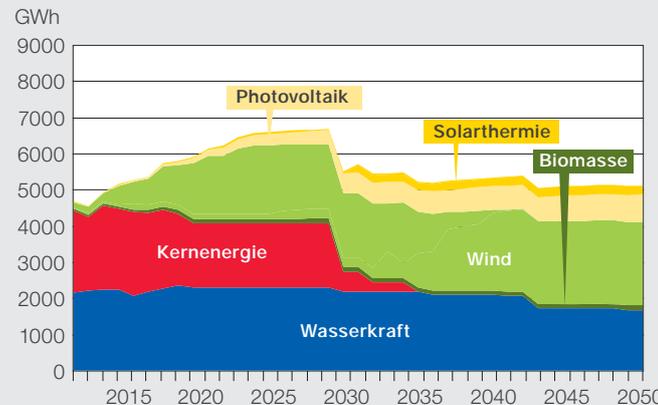
Szenario 1



Szenario 2



Szenario 3



Szenario 4

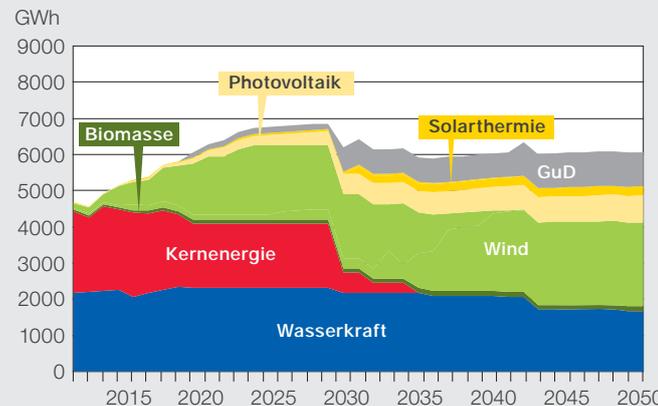


Abbildung Z.4: Produktionsentwicklung für die vier Szenarien.

Finanzielle Auswirkungen der Produktionsszenarien.

In Szenario 1 werden die Konzessionen für die Wasserkraftwerke nicht erneuert, wodurch sich das Gesamtinvestitionsvolumen im Vergleich zu den anderen Szenarien verringert. Der starke Ausbau neuer erneuerbarer Energien erfordert in den Szenarien 3 und 4 entsprechend höhere Investitionen. In Szenario 4 wird zusätzlich in Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) investiert. Somit steigen die kumulierten Investitionen von Szenario 1 zu Szenario 4 deutlich an. Gleichzeitig steigt die produzierte Strommenge erheblich.

Die Produktionskosten pro Kilowattstunde von Szenario 1 bleiben in etwa konstant, diejenigen der anderen Szenarien nehmen in den kommenden Jahrzehnten – wegen der hohen Investitionen – laufend zu. In den Szenarien 3 und 4 steigen die durchschnittlichen Produktionskosten pro kWh in den ersten Jahren steiler an, was auf den stärkeren Ausbau von – zu diesem Zeitpunkt noch kostenintensiveren – Anlagen zur Nutzung von neuen erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Während dieser Phase werden lokale und nationale Fördermodelle genutzt, um die zusätzlichen Kosten dieser Technologien zu decken. Rund ums Jahr 2030 ändert sich die Situation jedoch: Unter den getroffenen Annahmen liegen die durchschnittlichen Produktionskosten der Szenarien 3 und 4 ab ca. 2030 unter jenen von Szenario 2. Die relativ kostenintensive Stromerzeugung aus GuD führt bei Szenario 4 zu Produktionskosten, die langfristig etwas höher liegen als bei Szenario 3. Die Erträge pro Kilowattstunde aus den verschiedenen Produktionsszenarien wurden anhand von Preisprognosen berechnet, die mit einem Fundamentalmodell bestimmt worden sind. Dazu wurde für jedes Szenario die Wertigkeit des Produktionsportfolios festgelegt. Diese Wertigkeit wird durch das Einspeiseverhalten der einzelnen Technologien bestimmt. Wegen der allgemein steigenden Strompreise aus dem Fundamentalmodell steigen die am Markt erzielbaren durchschnittlichen Grosshandelsmarktpreise in allen vier Szenarien über die Jahre hinweg an. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien entstehen auf Grund des unterschiedlichen Technologiemix. Wasserkraft ist eine Technologie, die einen

hohen Marktpreis erzielen kann (insbesondere Speicherkraftwerke). Das Produktionsportfolio von Szenario 2, das relativ betrachtet langfristig den höchsten Anteil Wasserkraft aufweist, erzielt am Markt relativ hohe spezifische Erträge. Wegen des grösseren Anteils an neuen erneuerbaren Energien erlangen Szenarien 3 und 4 am Markt tiefere Erträge pro Kilowattstunde. Auf Grund der hohen Wertigkeit von Strom aus GuD resultieren für das Szenario 4 etwas höhere Preise als für Szenario 3.

Schlussfolgerungen.

Produktion.

- ewz wird den Anteil der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bei allen Szenarien – aus heutiger Sicht hauptsächlich Wind und Solar – erhöhen. ewz verfolgt die Rekonzessionierung der bestehenden Wasserkraftanlagen in Ergänzung zum Ausbau der fluktuierend einspeisenden neuen erneuerbaren Energien und zum Rückzug aus der Kernenergie.

- Windenergie stellt eine reife, etablierte Technologie dar. In den letzten Jahren wurde bereits stark in die für Windanlagen günstigen Standorte im Inland und vor allem im Ausland investiert. Gute Windstandorte sind in der Schweiz sehr begrenzt. Wegen der Standortknappheit soll ewz frühzeitig (bis 2020) günstige Standorte in der Schweiz und Europa sichern und nach Möglichkeit lokale Fördersysteme nutzen. Um Anlagen ab ca. 2030 ersetzen zu können, sollen möglichst lange Pachtverträge und Optionen abgeschlossen oder Grundstücke erworben werden.

- Mittelfristig droht keine Knappheit bezüglich Standorten für Solaranlagen auf Dachflächen (Photovoltaik) und Freiflächen (Solarthermie) im In- und Ausland. Ist die technologische Entwicklung weiter fortgeschritten, soll ewz langfristig Anlagen im Ausland erwerben (ab ca. 2020 Photovoltaik-, später auch Solarthermieanlagen).

- Generell ist die technische Entwicklung, insbesondere bei Wind-Offshore-, Solarthermie- und Geothermie-Anlagen durch Monitoring und Pilotanlagen aktiv zu verfolgen. Da diese Technologien relativ jung und technisch komplex sind, sind in diesen Bereichen vertiefte technologische Fachkompetenzen besonders wichtig.

- Angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenentwicklung der neuen erneuerbaren Energien und der Strommarktpreisentwicklung verringern die Fördermodelle kurz- bis mittelfristig das finanzielle Risiko. Die zunehmenden Investitionen in Anlagen (und Technologien) mit einer eher geringen Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren senken das Portfolio-Risiko und erhöhen die unternehmerische Flexibilität.

- Die angestrebte Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen und der forcierte Ausbau der neuen erneuerbaren Energien erfordern in den kommenden Jahren ein enormes Investitionsvolumen. Die Rekonzessionierung und die damit verbundenen Investitionen werden in einzelnen Jahren zu deutlichen Investitionsspitzen führen. Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien führt in zwei Perioden (heute bis ca. 2020 und bei der Erneuerung der Anlagen 2030 bis 2040) zu einem erhöhten Investitionsbedarf von ca. 100 – 400 Mio. CHF pro Jahr. Die finanziellen Mittel für die erforderlichen Investitionen sind sicherzustellen.

Vertrieb.

- Die Entwicklung des Stromabsatzes der einzelnen Energieunternehmen wird vom Grad der Marktöffnung entscheidend beeinflusst werden. Bei sich angleichenden Preisen und zunehmender Wettbewerbsintensität werden die Nähe zum Markt und zu Kundinnen und Kunden eine wichtige Rolle für den erzielbaren Marktanteil spielen.

- Die Opportunitäten zur Steigerung der Vertriebsaktivitäten und des Absatzes sollen in Zukunft von ewz gezielt genutzt werden. Unter anderem werden Pilotprojekte mit Kundinnen und Kunden sowie Partnerschaften aufgebaut. Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz werden identifiziert und aktiv genutzt.

- Unabhängig davon, welche Vertriebsstrategie ewz wählen wird, wird es in Zukunft zu einer Entkoppelung von Produktion und Vertrieb kommen. Die vom Vertrieb an Kundinnen und Kunden angebotenen Preise richten sich nach den Grosshandelsmarktpreisen und nicht nach den eigenen Produktionskosten.

Netze.

■ In den kommenden Jahren werden die Netze in der Schweiz und in ganz Europa durch die starke Zunahme von Einspeisungen erneuerbarer Energie vor grosse Herausforderungen gestellt. Eine Erhöhung der Netzkapazitäten ist unumgänglich.

■ Nebst der punktuellen Verstärkung des Netzes ist die Bedeutung von Netzausbauten und intelligenten Informationsübermittlungs- und Steuerungssystemen aktiv zu verfolgen und sind entsprechende Investitionen in Pilotprojekte vorzunehmen.

Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem.

■ Schon heute ist zu berücksichtigen, dass der geplante Ausbau von Anlagen zur Nutzung von neuen erneuerbaren Energien zusätzliche Investitionen für die Netzintegration benötigt. Speichertechnologien werden in Zukunft ein wichtiger Bestandteil des Netzes sein, um diese Integration möglichst effizient zu gestalten. Der Fokus liegt bis 2025 eher auf Kurz- bis Mittelfristspeichern, danach wird immer mehr Kapazität für Langzeitspeicherungen erforderlich.

■ Auf Grund der zukünftigen Bedeutung der Speichertechnologien ist es besonders wichtig, dass ewz in Studien und Pilotprojekten das zukünftige Potenzial und die optimale Betriebsweise von Energiespeichern analysiert und die Entwicklungen in diesem Bereich aktiv verfolgt.

1. Ziele, Organisation und Aufbau.

1.1. Einleitung und Rahmenbedingungen.

Die zahlreichen und tief greifenden energiepolitischen Entwicklungen der letzten Jahre machen eine Aktualisierung der Stromperspektiven von ewz (ewz 2008a) nötig. Diese Arbeit wurde im Jahr 2011 mit dem Projekt «ewz-Stromzukunft 2012» angegangen. In Übereinstimmung mit dem Masterplan Energie der Stadt Zürich werden darin die Produktionsszenarien von ewz bis zum Jahr 2050 entwickelt (Bébié, et al. 2012).

Die energiepolitischen Ziele der Stadt bilden die Rahmenbedingungen für die Erarbeitung der Produktionsszenarien von ewz. Diese Ziele lassen sich aus Art. 2ter der Gemeindeordnung ableiten. Mit ihrer Umsetzung bezweckt die Stadt Zürich:

- eine ausreichende, sichere, umwelt- und ressourcenschonende und wirtschaftliche Energieversorgung;
- eine bedeutende Reduktion der CO₂-Emissionen und weiterer Treibhausgasemissionen;
- eine deutliche Reduktion des Primärenergieverbrauchs.

Die sich ändernden politischen Rahmenbedingungen auf städtischer, kantonaler, nationaler und europäischer Ebene sind in die Überlegungen mit einzubeziehen.

1.2. Ziele des Berichts.

Der Bericht liefert die Grundlagen, um die mittel- bis langfristige Eigentümer- und Unternehmensstrategie von ewz im Bereich Strom festzulegen. Eigentliches Ziel des Berichtes besteht in der Früherkennung und Beurteilung von strategischen Handlungsoptionen im Bereich Strom zuhanden der ewz-Geschäftsleitung. Konkret standen bei der Erarbeitung des Berichts «ewz-Stromzukunft 2012–2015» folgende Ziele im Vordergrund:

1. Identifizierung und systematische Darstellung der Determinanten der mittel- bis langfristigen Entwicklung der Strom-

nachfrage in der Schweiz. Darstellung der erwarteten Entwicklung in der Stadt Zürich und Festlegung von möglichen ewz-Absatzvarianten;

2. Identifizierung der zukünftigen Stromerzeugungstechnologien und Strombeschaffungsmöglichkeiten, ihrer Potenziale und Produktionskosten;

3. Bewertung der einzelnen Technologien auf Grund der Umweltbelastung, der sozialen Akzeptanz (inklusive Versorgungssicherheit sowie Risiken), der Zuverlässigkeit und der Wirtschaftlichkeit;

4. Identifizierung der mittel- und langfristigen Entwicklungen der schweizerischen und europäischen Netze und Beurteilung im Hinblick auf eine bedeutende Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.

5. Festlegen und Erarbeiten von Produktionsszenarien;

6. Identifizierung der Wirkung der Produktionsszenarien auf Stromkosten, Umwelt und Gesellschaft sowie auf den langfristigen Finanzbedarf.

Der Schwerpunkt des Berichtes liegt im Bereich Stromproduktion, für den auch die langfristigen Auswirkungen auf den Finanzbedarf berechnet wurden. Es wird eine optimale Kombination von eigener Produktion und Beschaffungsverträgen mit unterschiedlichen Laufzeiten angestrebt.

Der Bericht geht von einem kurz- bis mittelfristig vollständig liberalisierten europäischen und schweizerischen Strommarkt aus, in dem Kundinnen und Kunden ihren Energielieferanten frei wählen können und ein gesicherter Netzzugang besteht.

1.3. Grundlagen.

Das Projekt stütze sich weitgehend auf ewz-internes Fachwissen und externe Analysen. Die Grundlagen des Projektes bildeten somit aktuelle interne und externe Dokumente und Berichte.

ewz-Grundlagenpapiere und Modelle.
Wichtige ausgewählte Grundlagenpapiere waren:

- Unternehmensstrategie 2008;
- Stromzukunft Stadt Zürich. Projektbericht 2008;
- Teilstrategien zu erneuerbaren Energien;
- Fachberichte zu den Netzen;
- Fachberichte zur Wasserkraft sowie weitere Berichte verschiedener Abteilungen.

Für einzelne Analysen wurden die Ergebnisse von Modellen, die ewz für Nachfrage- und Angebotsanalysen anwendet, übernommen beziehungsweise – falls erforderlich – aktualisiert. Dies betraf insbesondere das enervis-Fundamentalmodell zur Schätzung der langfristigen Grosshandelsmarktpreise und den Energienavigator zur Schätzung der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage. Zusätzlich wurde ein Modell zur Berechnung der langfristigen finanziellen Auswirkungen der Szenarien neu erstellt und angewendet.

Städtische Dokumente, Grundlagen aus anderen Dienstabteilungen.

- Gemeindeordnung der Stadt Zürich; Gemeindebeschluss vom 26. April 1970 mit Änderungen bis 13. Juni 2010;
- Masterplan Energie der Stadt Zürich, Stadtratsbeschluss Nr. 765 vom 20. Juni 2012 (erschieden im August 2012);
- Konzept Energieversorgung 2050 für die Stadt Zürich, Auf dem Weg zu einer 2000-Watt-tauglichen Wärmeversorgung, Schlussbericht;
- Legislaturschwerpunkt (LSP) «Nachhaltige Stadt Zürich – auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft», Stadt Zürich, 2009.

Externe Grundlagen.

Eine Vielzahl von in- und ausländischen Institutionen hat Stromperspektiven erstellt und zahlreiche Dokumente dazu veröffentlicht. Die aktuellsten, relevantesten und aussagekräftigsten Dokumente wurden in die Analyse mit einbezogen. Sie dienten der Plausibilisierung und Ergänzung der ewz-internen Grundlagen. Dabei wurden die europa- und schweizweiten Rahmenbedingungen und Entwicklungen beachtet. Insbesondere die Perspektivarbeiten des Bundes (Stand Mai 2011) sind in den Analysen berücksichtigt.

Wichtige Grundlagenpapiere waren (Aufzählung, nicht abschliessend):

a. Bundesämter und Kanton Zürich.

- Energie-Perspektiven des Bundes; Fachberichte des Bundesamtes für Energie;
- Gesetzliche Grundlagen: Energiegesetz; CO₂-Gesetz; StromVG;
- Energieplanungsbericht 2010 – Bericht des Regierungsrates über die Energieplanung des Kantons Zürich, November 2010;

b. Europäische Union (EU).

- Richtlinie erneuerbare Energie (RES-Richtlinie);
- Binnenmarkttrichtlinie Strom (2009/72/EG);

c. Weitere Grundlagen.

- Berichte der internationalen Energieagentur (IEA);
- verschiedene Studien zu den Stromperspektiven (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Umweltverbände);
- Ecoinvent-Datenbank;
- Grundlagen für ein Umsetzungskonzept der 2000-Watt-Gesellschaft am Beispiel der Stadt Zürich, Mai 2009.

1.4. Aufbau des Berichtes.

Die ersten drei Kapitel des Berichtes befassen sich mit der erwarteten Entwicklung der wichtigsten Rahmenbedingungen. In Kapitel 2 werden die seit der Veröffentlichung des Berichtes «Stromzukunft Stadt Zürich» (ewz 2008a) im Jahr 2008 wirksamen Veränderungen der Rahmenbedingungen aufgezeigt, die einen Einfluss auf die ewz-Produktionsstrategie haben könnten. Zudem wird auf die Unterschiede zwischen den Berichten zur ewz-Stromzukunft von 2008 und 2012 hingewiesen. Kapitel 3 präsentiert die erwartete Entwicklung der Grosshandelsmarktpreise und das (Fundamental-)Modell, mit dem diese Preise berechnet werden. Auf Grundlage der Analyse dieser Rahmenbedingungen werden in Kapitel 4 die Annahmen konkretisiert, die zu ausgewählten Absatzentwicklungen führen. Es wird dargestellt, wie die Absatzentwicklung einerseits von der konkreten Ausgestaltung der nächsten Liberalisierungsschritte in der Schweiz und andererseits von der gewählten Vertriebsstrategie abhängen wird.

Kapitel 5 gibt eine Übersicht über die aktuellen ewz-Produktionsanlagen und stellt mögliche Produktionstechnologien in Übersichtsblättern dar. Es wird bereits ein erster Vergleich der Technologien hinsichtlich ihrer Investitions- und Produktionskosten sowie ihrer Potenziale vorgenommen. In Kapitel 6 werden die Technologien nach ihrer ökologischen Wirkung bewertet. Dafür werden einerseits quantitative Indikatoren angewendet (CO₂-äquivalente Emissionen und Einsatz an Primärenergie), andererseits qualitative Beurteilungen gemacht (Verfügbarkeit der Ressourcen, Realisierbarkeit der Investitionen etc.). In Kapitel 7 werden die zukünftigen Herausforderungen für die Stromnetze aufgezeigt (Verteil- und Übertragungsnetze). Insbesondere wird darauf hingewiesen, wie sich der erwartete massive Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien auf die Verteil- und Übertragungskapazitäten in der Schweiz und Europa auswirken wird. Anschliessend zeigt Kapitel 8, wie die neuen erneuerbaren Energien in das Stromnetz integriert werden können und welche Bedeutung der Stromspeicherung einem Umfeld zukommt, in der die stochastisch einspeisenden Technologien massiv ausgebaut werden. Kapitel 9 präsentiert die Produktionsszenarien und ihre Auswirkungen auf die langfristige Produktion, die Leistung und die ökologische Wirkung. Die finanziellen Auswirkungen dieser Szenarien werden in Kapitel 10 präsentiert. Der Bericht schliesst mit den Schlussfolgerungen ab (Kapitel 11).

2. Umfeld und Entwicklungen.

Der Strommarkt hat seit dem Erscheinen des letzten Berichts zur ewz-Stromzukunft im Herbst 2008 (ewz 2008a) tief greifende Umwälzungen erfahren. Die letzten Jahre waren geprägt durch viele Veränderungen der energiepolitischen, regulatorischen, wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen. Diese prägen das Umfeld, in dem sich die Energieunternehmen bewegen und beeinflussen deren Investitionsentscheide. Die Investitionsentscheide haben langfristige Auswirkungen. Umso wichtiger ist es, die Rahmenbedingungen mit einzubeziehen. Ansonsten drohen Fehlentscheide und finanzielle Verluste. In den folgenden Abschnitten soll deswegen auf die wichtigsten Änderungen der letzten Jahre hingewiesen werden.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Die wirtschaftliche Entwicklung hat sich in den letzten vier Jahren im Vergleich zur Vorperiode stark verändert. Die Jahre 2004 bis 2008 zeichneten sich durch ein

konstantes Wirtschaftswachstum in der Schweiz und im übrigen Europa aus. Die Periode 2008 bis 2012 hingegen war durch eine Verschlechterung des wirtschaftlichen Umfeldes geprägt. Im Gegensatz zu den meisten europäischen Ländern konnte die Schweiz die Wirtschaftskrise, die im EU-Raum auf die Staatsschuldenkrise zurückgeht, relativ gut überstehen. Seit 2007 verzeichnet die Schweiz Wachstumsraten, die über dem EU-Durchschnitt liegen. Auch vom Wirtschaftseinbruch im Jahr 2009 hat sich die Schweiz relativ rasch wieder erholt (Abbildung 2.1). Trotz des starken Schweizer Frankens und der anhaltenden Schuldenkrise in vielen EU-Ländern weist die Schweiz auch für das Jahr 2012 ein Wachstum der wirtschaftlichen Gesamtleistung aus.

Die wirtschaftlichen Turbulenzen haben sich auch auf die Strommarktpreise ausgewirkt. Der durchschnittliche Preis für Base-load-Strom an der Strombörse EEX ist im Jahr 2009 deutlich gesunken.

Wirtschaftswachstum der Schweiz und der EU im Vergleich.

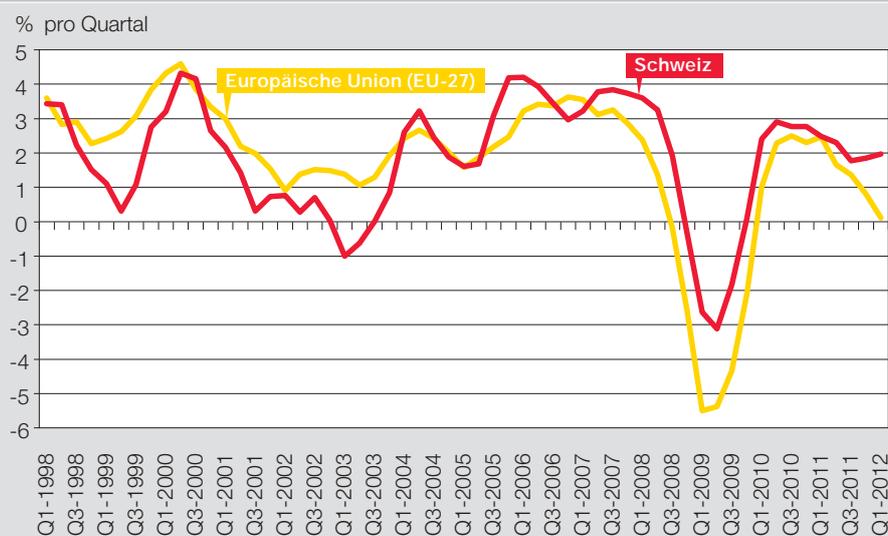


Abbildung 2.1: Wirtschaftswachstum (BIP) der Schweiz und der EU im Vergleich (1998–2012). (Quelle: economiesuisse 2012)

Nach einer kurzen Erholungsphase waren die Preise einer grösseren Volatilität ausgesetzt. In der ersten Hälfte des Jahres 2012 hat nochmals ein Rückgang stattgefunden. Seitdem bewegen sich die Preise auf tiefem Niveau. Allerdings werden die Strommarktpreise nicht nur durch die Wirtschaftskrise beeinflusst. Ein weiterer Grund für die tiefen Preise liegt in der Einspeisung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien, die in den letzten Jahren insbesondere in Deutschland stark zunahm. Der steile Anstieg der installierten Leistung von PV- und Windkraftanlagen hat die Grosshandelspreise in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung oder guter Windverhältnisse weiter unter Druck gesetzt. Was darauf zurückzuführen ist, dass diese Technologien unabhängig vom Marktpreis produzieren (Nutzung von Fördermodellen). Neben der wirtschaftlichen Entwicklung haben in den letzten Jahren auch die Veränderungen der regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen den Strommarkt in der Schweiz stark beeinflusst.

Regulatorische Rahmenbedingungen.

Eine wichtige Veränderung im schweizerischen Strommarkt bewirkte die Umsetzung des ersten Marktliberalisierungsschrittes. Im Jahr 2008 trat das Stromversorgungsgesetz (StromVG) in Kraft. Es ermöglicht Kundinnen und Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 000 kWh pro Verbrauchsstätte, Netzzugang zu beantragen und damit den Energielieferanten frei zu wählen. Der zweite Schritt zur Marktöffnung dürfte ab 1. Januar 2015¹ folgen. Ab diesem Zeitpunkt haben alle Kundinnen und Kunden die Wahlfreiheit beim Energiebezug. Dieser Schritt bedeutet eine Angleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen an das europäische Umfeld, in dem seit 2007 alle

1 Der zweite Schritt der Marktöffnung war ursprünglich gleichzeitig mit dem Inkrafttreten der rechtlichen Basis, dem revidierten StromVG, auf den 1.1.2014 geplant. Dieser Zeitplan kann voraussichtlich nicht eingehalten werden. Die Inkraftsetzung des revidierten StromVG wurde kürzlich auf den 1.1.2015 verschoben. Der Bundesrat wird zu einem späteren Zeitpunkt entscheiden, ob auch der zweite Schritt der Marktöffnung um ein Jahr verschoben wird. Im Bericht wird von einer Verschiebung ausgegangen und somit wird als wahrscheinlicher Startpunkt des voll liberalisierten Strommarkts in der Schweiz der 1.1.2015 angenommen.

Kundinnen und Kunden die freie Wahl bei ihrem Energielieferanten haben und nicht mehr in einer Grundversorgung eingebunden sind. Die Einführung der vollen Marktöffnung erfolgt per Bundesbeschluss, der einem fakultativen Referendum untersteht. Bereits der erste Schritt Richtung Marktliberalisierung hat sich bei den Energieunternehmen, so auch bei ewz, bemerkbar gemacht²: Erste Grosskundinnen und -kunden haben den Stromlieferanten gewechselt und Zugang zum freien Energiebezug gewählt. Kundinnen und Kunden mit Verbrauch unter 100 MWh pro Verbrauchsstätte müssen vorerst allerdings auf die freie Wahl des Energielieferanten verzichten und werden vom bisherigen Elektrizitätsunternehmen zum festen Versorgungstarif bedient. Die Möglichkeit, zwischen der Versorgung durch den angestammten Lieferanten zu regulierten Tarifen und der Versorgung durch einen frei gewählten Energielieferanten zu wählen, wird als «Wahlmodell Abgesicherte Stromversorgung» (WAS-Modell) bezeichnet. Die Kundinnen und Kunden nutzen die Möglichkeit des Marktes zu ihren Gunsten, um die für sie besten Preise zu erzielen.

Die Netzinfrastruktur wird weiterhin vom bisherigen Energieunternehmen betrieben. Dieses muss Dritten – d. h. Lieferanten, die freie Kundinnen und Kunden in seinem Netzgebiet mit Energie versorgen – einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren.

Die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Strommarkt sind vereinfacht in Abbildung 2.3 dargestellt. Ersichtlich ist, dass bis 2008 die Versorgungsstruktur keine Trennung zwischen Produktion, Verteilung und Absatz vorgesehen hat. Mit der Marktliberalisierung soll die Netzinfrastruktur von der Energielieferung, bei der im Gegensatz zu den Netzen Wettbewerb herrschen kann, getrennt werden.

Schliesslich hat sich mit der Marktliberalisierung die Transparenz bei der Tarifgestaltung erhöht: Die Elektrizitätstarife müssen die Preise für Energielieferung und für Netzinfrastruktur getrennt ausweisen. Hinzu kommen die lokalen und nationalen

2 Diese Entwicklungen und ihre potenziellen Auswirkungen auf das Unternehmen werden in verschiedenen Kapiteln des Berichtes diskutiert (u. a. Kapitel 3 «Langfristige Strommarktpreise», Kapitel 4 «Stromabsatz» und Kapitel 7 «Netze»).

Strommarktliberalisierung in zwei Stufen.



Abbildung 2.2: Strommarktliberalisierung in zwei Stufen.

Ablauf der zweistufigen Strommarktliberalisierung in der Schweiz.

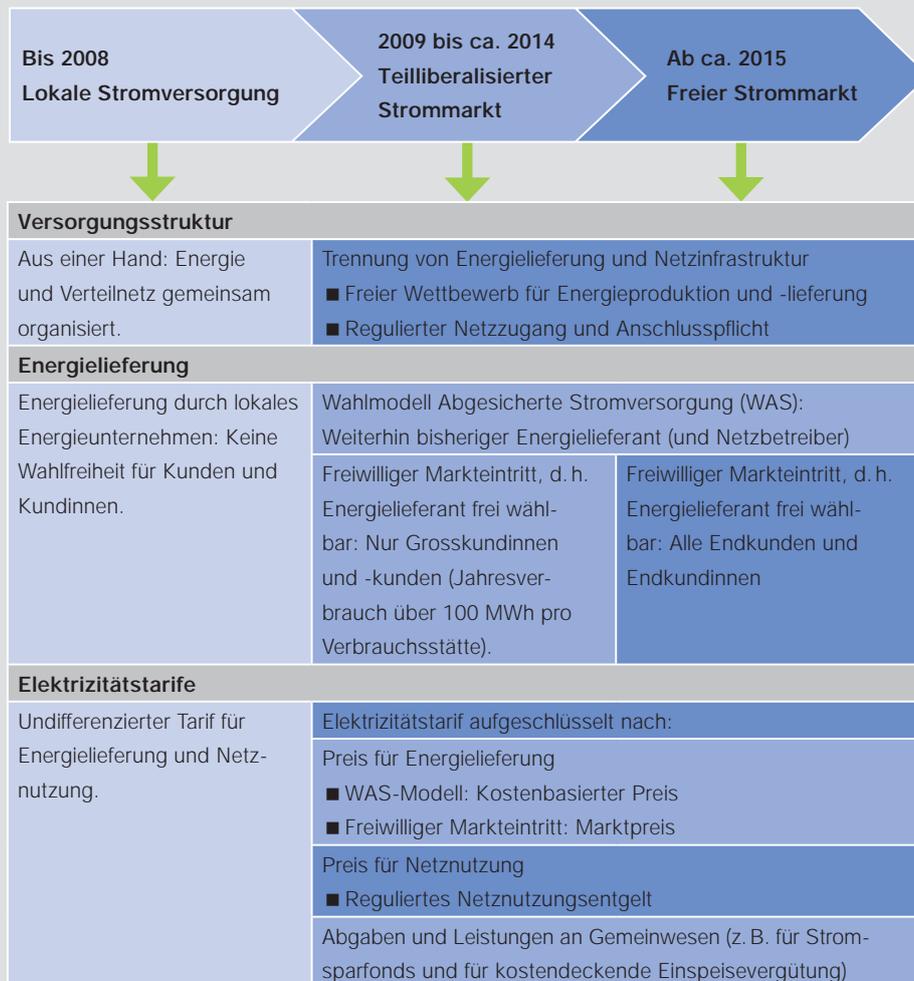


Abbildung 2.3: Ablauf der zweistufigen Strommarktliberalisierung in der Schweiz gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG), Stand 2012. Es ist nicht auszuschliessen, dass zukünftig Anpassungen auf Grund des EU-Rechts erfolgen werden; insbesondere das Wahlmodell Abgesicherte Stromversorgung müsste angepasst werden.

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen. Früher gab es nur einen undifferenzierten Preis, aus dem die Zusammensetzung der Kostenkomponenten nicht ersichtlich war.

Energiepolitische Rahmenbedingungen. Im Herbst 2008, kurz nach dem Erscheinen des ewz-Stromzukunftsbereiches 2008 (ewz 2008a), hat sich die Bevölkerung der Stadt Zürich in einer Volksabstimmung für die 2000-Watt-Gesellschaft sowie für mehr Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgesprochen. Gleichzeitig hat sich das Stimmvolk für den Verzicht auf neue Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen ausgesprochen (Gemeindeordnung Art. 2ter, Abs. 2: Die Gemeinde «setzt sich im Rahmen ihrer Zuständigkeit für die Erreichung der Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft ein, insbesondere für a) eine Reduktion des Energieverbrauchs auf 2000 Watt pro Einwohnerin oder Einwohner; b) eine Reduktion des CO₂-Ausstosses auf eine Tonne pro Einwohnerin oder Einwohner und Jahr; c) die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energiequellen. Art. 2ter, Abs. 3: Sie verzichtet auf neue Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen.») Der Gemeinderat von Zürich hat im Frühling 2012 zwei Motionen überwiesen (GR-Nr. 2011/292 und 2011/292). Sie verlangen, dass der späteste Zeitpunkt für das Auslaufen der Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen auf das Jahr 2034 festgelegt und eine entsprechende Strategie erarbeitet wird.

Nach den Ereignissen im japanischen Fukushima wurde die Frage nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in vielen Ländern gestellt. Japan hat kurzfristig seine Kernkraftwerke vom Netz genommen, Deutschland hat den schrittweisen Ausstieg bis 2022 gesetzlich festgeschrieben. In der Schweiz setzt sich der Bundesrat – gestützt auf die aktualisierten Energieperspektiven des Bundesamts für Energie (BFE 2011a) – ebenfalls für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie ein und hat die laufenden Rahmenbewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke vorläufig sistiert.

Der Strom, der durch das Auslaufen der Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen wegfällt und zurzeit rund

die Hälfte der Schweizer Stromproduktion ausmacht, soll einerseits durch eine Steigerung der Energieeffizienz und der sparsamen Energienutzung, andererseits aus einer optimalen Kombination von Strom aus Wasserkraft, neuen erneuerbaren Energien und fossil betriebenen Anlagen (Wärme- und Dampfkraftkopplungsanlagen sowie Gas- und Dampfkraftwerke) ersetzt werden. Hierzu legt das revidierte Energiegesetz (EnG, Stand 1. Juli 2012) fest, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um mindestens 5,4 Terawattstunden (TWh) erhöht werden muss.³ Das entspricht rund 10 % des heutigen Stromverbrauchs in der Schweiz (2011: 58,6 Terawattstunden). Bei der Wasserkraft soll der Zuwachs der durchschnittlichen Jahreserzeugung bis 2030 gegenüber dem Jahr 2000 mindestens 2 TWh betragen (Produktion Wasserkraft 2011: 33,8 TWh). Stromimporte sollen den übrigen Strombedarf decken.

Um diese energiepolitischen Ziele zu erreichen, hat der Bundesrat ein Paket von Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien sowie der Effizienz im Elektrizitätsbereich geschnürt. Ein wichtiges Element ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Strom aus erneuerbaren Energien. Die KEV kann für folgende Technologien beantragt werden: Wasserkraft (bis 10 Megawatt), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse. Die Produzenten erhalten die Vergütung für 20 Jahre (Wasserkraftanlagen und Photovoltaik: 25 Jahre). Für die Förderung von Photovoltaikanlagen ist eine Obergrenze – der sogenannte Deckel – festgelegt worden, die zurzeit bei maximal 10 % der gesamten KEV-Fördermittel liegt (BFE 2010a).

Dieses Förderinstrument ist in der Schweiz seit dem Jahr 2009 operativ und hat einen starken Anstieg der Investitionen in neue erneuerbare Energien ausgelöst. Die Finanzierung erfolgt durch einen Zuschlag auf jede verbrauchte Kilowattstunde. Dieser Zuschlag beträgt 0,45 Rappen (2012), wobei das Maximum von 0,9 Rappen pro kWh gegenwärtig noch nicht ausgeschöpft wird (BFE 2012b).

³ In der Energiestrategie 2050 des Bundesrates wird von einem Zubau von über 9 TWh bis 2035 ausgegangen.

Durch die Einführung der Fördermodelle haben sich die Rahmenbedingungen für Investitionen in neue erneuerbare Energien wesentlich verändert. Mit der Abnahmepflicht des Stroms aus den neuen erneuerbaren Technologien durch Swissgrid und die Festlegung eines garantierten Abnahmepreises haben sich die finanziellen Risiken durch Investitionen in noch nicht marktreife und wettbewerbsfähige Technologien deutlich verringert. Dementsprechend sind Investitionen in diese Technologien sprunghaft gestiegen.

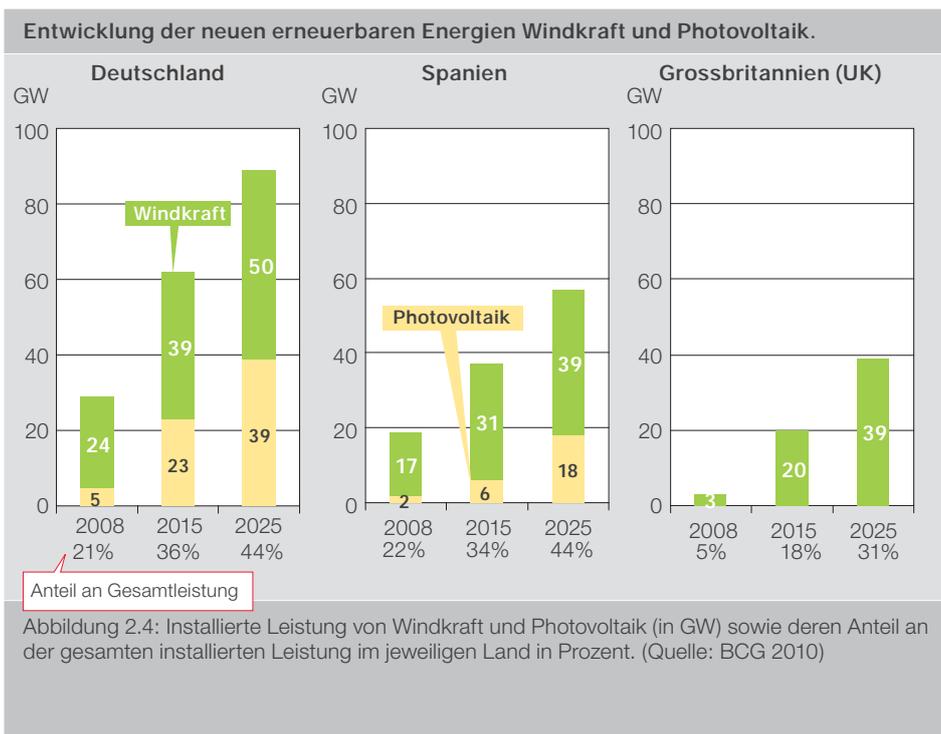
Auch die Länder der Europäischen Union haben sich ehrgeizige Ziele hinsichtlich Verringerung der Treibhausgasemissionen, Erhöhung der Energieeffizienz und Steigerung des Gesamtanteils der neuen erneuerbaren Energien gesetzt.⁴ Die Einführung von nationalen Fördermodellen (in der Regel Einspeisevergütungen) hat zu einem massiven Ausbau von Anlagen zur Gewinnung neuer erneuerbarer Energien geführt. Abbildung 2.4 stellt die erwartete Entwicklung der installierten Kapazität von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland, Spanien und Grossbritannien dar. In

Deutschland und Spanien sollen diese beiden Technologien bis zum Jahr 2015 rund ein Drittel der Produktionskapazitäten ausmachen, wobei der grösste Teil auf Windkraftanlagen entfällt. Dieser Anteil könnte bis zum Jahr 2025 auf 44 % steigen. Ausgehend von einem geringen Bestand im Jahr 2008 soll auch Grossbritannien einen bedeutenden Zuwachs an Windkraftanlagen erzielen.

Zu beachten ist, dass der Anteil der neuen erneuerbaren Energien an der installierten Leistung bedeutend höher ist als bei der produzierten Energie (auf Grund der relativ tiefen Volllaststunden). Beispielsweise war 2010 in Deutschland der Anteil von PV- und Windkraftanlagen an der gesamten installierten Leistung ungefähr 21 %. Hingegen lag im selben Jahr der Anteil des aus PV- und Windkraftanlagen produzierten Stroms bei 8,1 %.

Mit der Weiterführung der Fördermodelle in der Schweiz und in Europa werden verstärkt erneuerbare Energien ins Netz eingespeist werden. Dabei findet eine Verlagerung der Produktion von zentralen zu dezentralen Anlagen und von regel- und prognostizierbaren hin zu stochastischen und nur teilweise prognostizierbaren Technologien statt. Dieser Prozess ist bereits im Gange. Er birgt etliche Herausforderungen für das Energiesystem, die in den nächsten Jahren angegangen werden müs-

4 Das sogenannte Energie- und Klimapolitik-Paket «20-20-20 bis 2020», wurde durch die Abgeordneten des Europäischen Parlaments im Dezember 2008 verabschiedet. Nach der Zustimmung der Staats- und Regierungschefs trat das Klimapakett am 25. Juni 2009 in Kraft.



sen (z. B. mit der Bereitstellung von Reservekapazitäten oder dem Zubau von neuen Speichermöglichkeiten).⁵ Die Netzseite wird darüber hinaus verstärkt von den anderen Bereichen entflochten (sogenanntes «Unbundling»). Die stochastische Einspeisung bedingt sowohl Netzaus- als auch Netzzumbauten (Bedarf nach erhöhter Transportkapazität, intelligenterem Netz/Smart Grid und Speichermöglichkeiten). Zusätzlich zu den energiepolitischen beeinflussen auch die umweltpolitischen Rahmenbedingungen zugunsten eines verstärkten Gewässerschutzes und eine strengere Auslegung der Vorschriften bezüglich der Restwassermengen die Produktionsbedingungen in der Schweiz.

Rahmenbedingungen Schweiz – Europa. Auf internationaler Ebene sind die möglichen Auswirkungen des Stromhandelsabkommens zwischen der EU und der Schweiz auf die Schweizer Energieunternehmen abzuwarten. Generell wird angenommen, dass die Schweizer Unternehmen die gleichen Rechte und Pflichten erhalten, wie die Unternehmen in den EU-Mitgliedsstaaten. Die wichtigsten Aspekte (EDA und EVD 2011), die geregelt werden, betreffen:

- **den grenzüberschreitenden Stromhandel:** Es sollen für alle die gleichen Regeln für einen diskriminierungsfreien Netzzugang geschaffen werden. Ein wichtiges Thema ist dabei der Umgang mit Netzengpässen (Auktionsverfahren).
- **den freien Marktzugang:** Der gegenseitige freie Marktzugang soll im Abkommen vertraglich geregelt werden.
- **die Teilnahme an EU-Gremien:** Die Schweiz soll eine gleichberechtigte und vollwertige Mitgliedschaft bei den EU-Regulierungsgremien und bei den Übertragungsnetzbetreibern erhalten.

Weitere Aspekte, die bei den Verhandlungen mit der EU thematisiert werden, betreffen die EU-Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie). Bei einer Annahme dieser Richtlinie müsste sich die Schweiz zu einem nationalen Ziel für den Anteil von Strom aus

erneuerbaren Energiequellen verpflichten. Dabei ist die Frage der Anrechenbarkeit von Schweizer Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland für die Erreichung der inländischen Quote bedeutsam.

Schlussfolgerungen.

Der Kernenergieausstieg, die Energiewende, die damit verbundenen Herausforderungen zur Sicherstellung einer wirtschaftlichen Stromversorgung, die zunehmend dezentrale Erzeugung, die Ausgestaltung der Modelle zur Förderung der neuen erneuerbaren Energien und die damit notwendigen Reserve-, Netz- und Speicherkapazitäten sind nur einige der Themen, die die Stromunternehmen in Zukunft beschäftigen werden. Die meisten Fragen sind noch nicht beantwortet. Das heisst: Der geplante Umbau des bestehenden Stromsystems stellt Europa und damit auch die Schweiz vor grosse Herausforderungen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, darauf zu reagieren. Die Internationale Energie Agentur (IEA 2012) hat im Rahmen einer vertieften Prüfung der schweizerischen Energiepolitik Empfehlungen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 erarbeitet. Die Schlüsselempfehlungen umfassen einerseits die Schaffung von langfristig verlässlichen Rahmenbedingungen. Andererseits soll mit verstärkten Anreizen für die Marktakteure erwirkt werden, dass in die Produktionskapazitäten und ins Stromnetz investiert wird. Die dazu erforderlichen Schritte sind unter anderem die Deregulierung der Endpreise und die Straffung und Vereinfachung der Bewilligungsverfahren. Zudem sind starke Fördermassnahmen für Stromeffizienz und erneuerbare Energien nötig, damit die Stromerzeugungskapazität die Nachfrage decken kann. Als weiteren wichtigen Aspekt führt die IEA die Integration der Schweiz in den europäischen Energiemarkt und die vollkommene Kompatibilität der Marktbestimmungen in der Schweiz mit jenen der Europäischen Union an. Als Beispiel dafür nennt die IEA die Verknüpfung des Schweizer Marktes für CO₂-Emissionen an das «Emission Trading Scheme» (ETS) der EU.

⁵ Für eine vertiefte Diskussion dieser Themen sei auf die Kapitel 7 «Netze» und 8 «Strategien zur Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromnetz» verwiesen.

3. Prognose der langfristigen Grosshandelspreise mit dem Fundamentalmodell.

Die finanziellen Erträge einer Produktionsanlage sind direkt von den Strompreisen abhängig. Den Benchmark für die Strompreise bilden die Grosshandelspreise an den europäischen Energiemärkten. Diese Preise werden entweder über die Strombörsen («day ahead»-, «intraday»-Handel und Termingeschäfte⁶) oder über den «over the counter»-Handel (OTC) gebildet. Für Kraftwerke in der Schweiz sind die Preise an der Schweizer Strombörse sowie an den Schweizer OTC-Märkten massgebend. Für Kraftwerke mit Standort Deutschland gelten die deutschen Grosshandelsmarktpreise. Im Mittelpunkt der folgenden Abschnitte stehen die langfristigen Prognosen der Grosshandelspreise⁷.

Um Aussagen über die zukünftige Ertragskraft der Kraftwerke zu erhalten, die häufig eine Nutzungsdauer von 20 und mehr Jahren haben, sind Prognosen zur Entwicklung der Grosshandelspreise erforderlich. Für kurzfristige Strompreis-Prognosen können historische Preisbewegungen sowie die an den Börsen und von Brokern gehandelten Terminkontrakte herangezogen werden. Diese Terminkontrakte werden für einen Zeitraum bis zu maximal fünf Jahren abgeschlossen. Für längerfristige Perioden (über fünf Jahre) liegen keine direkt am Markt beobachtbaren Preise vor. Um die Entwicklung der Stromgrosshandelspreise über einen längeren Horizont abzuschätzen, hat ewz die Simulation möglicher Preisentwicklungen mittels eines langfristigen Marktmodells in Auftrag gegeben.

⁶ Es gilt zu beachten, dass die Termingeschäfte in der Schweiz nur «over the counter», in anderen Ländern (z. B. in Deutschland) aber auch über Börsen getätigt werden.

⁷ Die Bezeichnung «Strommarktpreise», die teilweise im Text benutzt wird, bezieht sich ebenfalls auf Preise, die auf dem Stromgrosshandelsmarkt erzielt werden.

3.1. Prognosemodell der langfristigen Grosshandelsmarktpreise, Grundstruktur des Modells.

Das im Rahmen des Projekts Stromzukunft verwendete Fundamentalmodell wurde von enervis⁸ entwickelt und stützt sich auf ökonomische und energiemarktspezifische Fundamentaldaten ab. Das Modell bildet die Entstehung des Grosshandelspreises in einem perfekten und wettbewerbsintensiven Energiemarkt ab. Der Marktpreis lässt sich durch die Schnittstelle von Angebots- und Nachfragekurve darstellen (Abbildung 3.1). Die Nachfrage ist durch die beiden roten Linien dargestellt, die den Absatz in Zeiten mit geringem Stromverbrauch (z. B. nachts im Sommer) und mit hohem Verbrauch (z. B. über Mittag im Winter) darstellen. Während die Preiselastizität bei der Stromnachfrage relativ klein und die Nachfragekurve somit steil ist⁹, entscheidet bei der Angebotskurve die Struktur der Grenzkosten der Produktionsanlagen den Verlauf der Preise.

Dafür werden alle am Markt teilnehmenden Kraftwerke nach ihren Grenzkosten eingeordnet. Diese kurzfristigen Grenzkosten («short run marginal costs») setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO₂- und variablen Betriebs- und Unterhaltskosten zusammen. Der Marktpreis für eine Stunde ist durch den Schnittpunkt der Angebotskurve und der Nachfragekurve dargestellt. Alle Kraftwerke mit Grenzkosten, die auf oder unter dem so ermittelten Gleichgewichtspreis liegen, werden in der entsprechenden Stunde eingesetzt.

⁸ enervis energy advisors (kurz: enervis) ist ein Berliner Beratungsunternehmen. enervis hat sich auf die Modellierung zukünftiger Energiemarkt-Szenarien, basierend auf einem selbst entwickelten Fundamentalmodell, spezialisiert.

⁹ Da die kurzfristigen Substitutionsmöglichkeiten von Strom durch andere Energieträger bescheiden sind, ist die Reaktion von Kundinnen und Kunden auf Preiserhöhung gering. Für eine aktuelle Schätzung der Preiselastizitäten für die Schweiz wird auf (Filippini 2010) verwiesen.

Das Marktmodell von enervis bildet diesen Mechanismus der Preisfindung für die nächsten 40 Jahre modellhaft ab (deshalb «fundamental»). Die Grundlage dafür bildet eine breite Anzahl von Randbedingungen, die sogenannten Prämissen, welche die Entwicklung des Produktionsparks, der Kosten und der Nachfrage bestimmen.

Annahmen zur Entwicklung des Produktionsparks.

- Ausstiegsszenarien Kernenergie;
- geplante Kraftwerksprojekte und Kraftwerke im Bau;
- länderspezifische Ausbaupfade der neuen erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Solarthermie, Biomasse);
- leistungsspezifische Investitionen in Kraftwerkskapazitäten;
- Einspeisestruktur der stochastisch einspeisenden neuen erneuerbaren Energien.

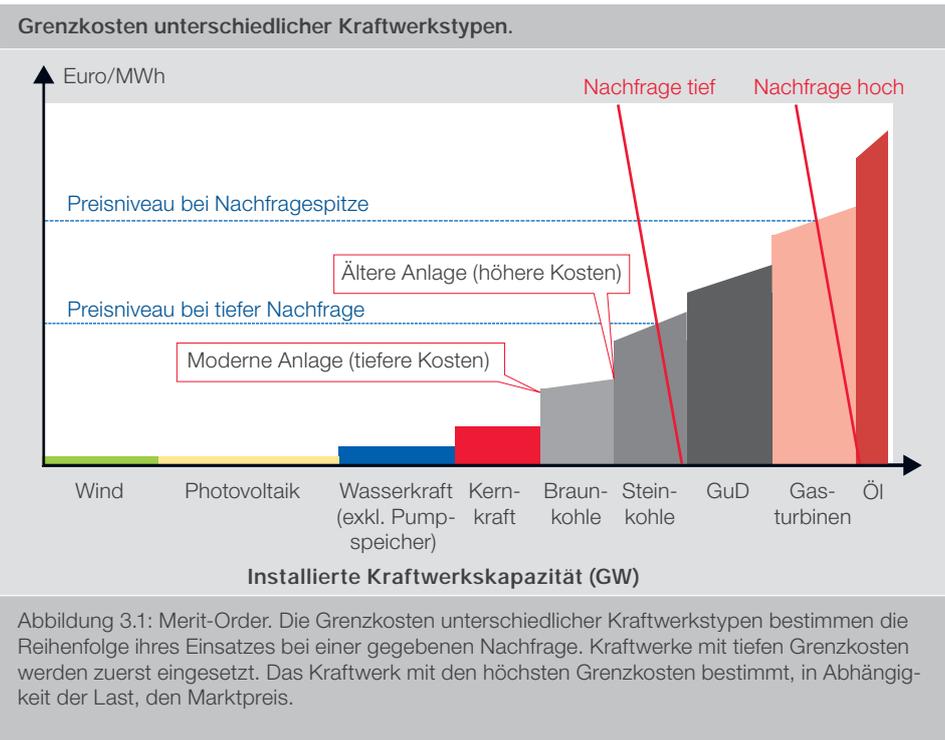
Annahmen zur Entwicklung der Kosten¹⁰.

- Marktpreise für Brennstoffe zur Stromerzeugung (Gas, Stein- und Braunkohle, Öl, Uran);
- Wert der CO₂-Emissionsrechte;
- technische Parameter von Kraftwerken (Wirkungsgrad, Flexibilität etc.);
- Fix- und Kapitalkosten (Kosten für Eigen- und Fremdkapital, Fremdfinanzierungsgrad);
- Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage;
- Nachfrage im Marktgebiet inklusive Elektromobilität;
- Kapazitäten für den Austausch zwischen den Marktgebieten (Grenzkapazitäten).

¹⁰ Man beachte, dass der Verlauf der Merit Order nur von den Grenzkosten der Technologien abhängt. Die Investitionskosten haben keinen Einfluss darauf und werden deswegen in der Auflistung nicht erwähnt.

Fundamentalmodell enervis 2011.	
Betrachtete Marktgebiete	Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien
Auflösung	stündlich
Horizont	2011 bis 2050
Sensitivitäten	Referenzszenario und Szenarien mit abweichenden Annahmen zu Elektromobilität und den Gaspreisen

Tabelle 3.1: Das Modell bildet die Preisfindung an den Energiemärkten ab. Die Randbedingungen werden von ewz definiert.



Ausgehend vom heutigen Kraftwerkpark in den betrachteten Marktgebieten Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien rechnet das Modell aus, welche Kraftwerkstechnologie aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive am wirtschaftlichsten wäre und baut bei Bedarf entsprechende Kraftwerke zu. Dem Modell können, nach Ausführung der Optimierung, alle Angaben zu den stündlichen Grosshandelspreisen, zu den länderbezogenen Volumina des grenzüberschreitenden Stromhandels und zur Zusammensetzung der Kraftwerkparks entnommen werden.

3.2. Annahmen für das Referenzszenario.

Brennstoffpreise.

Die Preisentwicklung für die Primärenergieträger (Gas, Kohle, Öl) sowie die CO₂-Zertifikate wurden auf die Prognosen des World Energy Outlook (WEO) 2010 abgestützt (siehe Abbildung 3.2). Der WEO wird jährlich von der Internationalen Energie Agentur (IEA) überarbeitet und erscheint jeweils im Oktober. Im Jahr 2011 hat die IEA einen Spezialreport herausgegeben, in dem die Gaspreis-Prognosen auf Grund von neuen Schätzungen zum Vorkommen von unkonventionellem Erdgas stark nach unten angepasst wurden. Das Referenzszenario berücksichtigt für Öl, Kohle und CO₂-Zertifikate den WEO 2010 (siehe Abbildung 3.3). Für die Gaspreise wurden die

aktualisierten Werte des Spezialreports 2011¹¹ verwendet.

Kernkraftwerke.

Der Zubau von Kernkraftwerken wird modell exogen gesetzt und ist nur in Frankreich modellendogen möglich. In Deutschland sind die Laufzeiten gemäss aktuellen Beschlüssen der politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger festgelegt worden. In der Schweiz hingegen ist der politische Entscheidungsprozess noch im Gange. Das heisst, dass die Anlagen solange ins Netz einspeisen, wie sie sicher betrieben werden können. Im enervis-Modell wird angenommen, dass das letzte Schweizer Kernkraftwerk im Jahr 2044 abgestellt wird¹².

Ausbau neue erneuerbare Energien.

Die Ausbaupfade für die neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz stützen sich auf die Energieszenarien des BFE¹³ ab. Bis im Jahr 2050 werden aus Windenergieanlagen 4 TWh, aus PV-Anlagen 8 TWh und aus Biomasse 2,5 TWh erwartet. Für die umliegenden Marktgebiete Deutschland,

11 (IEA 2011)

12 Die ewz-Produktionsszenarien gehen von zehn Jahre kürzeren Laufzeiten aus. Die enervis-Annahme hinsichtlich der Laufzeiten der Schweizer Kernkraftwerke entspricht der ewz-Sensitivität «Längere Laufzeiten Kernkraftwerke». Die ewz-Produktionsszenarien und die Sensitivitäten werden in Kapitel 9 «Produktionsszenarien» präsentiert.

13 Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Szenario «Weiter wie bisher» Bundesratsvariante 2 (BFE 2011b)

Entwicklung der spezifischen Brennstoffpreise ohne CO₂-Kosten.

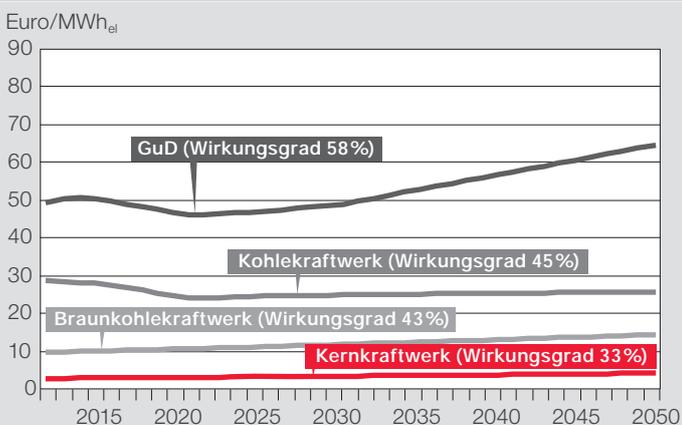


Abbildung 3.2: Entwicklung der spezifischen Brennstoffkosten pro erzeugte Stromeinheit (MWh_{el}) unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade von verschiedenen Erzeugungstechnologien ohne CO₂-Kosten. (Quelle: enervis 2011a)

Entwicklung der spezifischen Brennstoffpreise mit CO₂-Kosten.

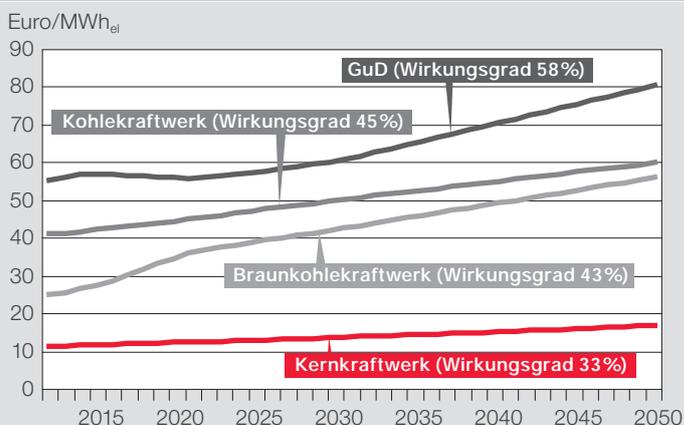


Abbildung 3.3: Entwicklung der spezifischen Brennstoffkosten pro erzeugte Stromeinheit (MWh_{el}) unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade von verschiedenen Erzeugungstechnologien und der CO₂-Kosten.

Frankreich und Italien werden die Zahlen gemäss Verpflichtungen zu den EU-Klimazielen 20-20-20¹⁴ unterstellt.

Ausbau der Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Neben einer kontinuierlichen Erhöhung der Kuppelkapazitäten zwischen allen Marktgebieten (1 % pro Jahr) wurde für die Grenze Schweiz – Deutschland ein Ausbau von zweimal 1000 MW in den Jahren 2025 und 2034 festgelegt (dies entspricht der Modellierung eines Super Grid). Netzausbauten sind grosse Infrastrukturprojekte und als solche immer starken Widerständen ausgesetzt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Netze durch ein sukzessiv verbessertes Lastmanagement stärker ausgelastet werden können.

Nachfrage.

Die Entwicklung der Schweizer Nachfrage (inkl. Netzverluste und Verbrauch Pumpspeicher) stützt sich auf die Zahlen in den Energieperspektiven des BFE¹⁵. Ab 2018 wird ein konstanter Anstieg der Stromnachfrage für Elektromobilität unterstellt. Für Italien und Frankreich wurde, ausgehend vom derzeitigen Niveau, der gleiche Entwicklungspfad unterstellt wie in der Schweiz. Für Deutschland wurde für diese Studie von einer gleichbleibenden Last ausgegangen.

Elektromobilität.

Die Elektromobilität wird sich wohl in allen Marktgebieten soweit durchsetzen, dass bis 2050 40 % der Fahrzeuge (PKW) elektrisch betrieben werden. Die Ladung der Batterien erfolgt zum grössten Teil ungesteuert, also dann, wenn die Nutzerinnen und Nutzer ihre Fahrzeuge am Arbeitsplatz oder am Wohnort ans Stromnetz anschliessen.

3.3. Annahmen für die Sensitivitäten.

Die Ergebnisse eines Preisszenarios hängen wesentlich von den festgelegten Prämissen ab. Wird aber nur ein Szenario berechnet, können die Einflüsse der einzelnen Prämissen nicht quantifiziert werden.

¹⁴ Vgl. Glossar

¹⁵ Szenario II, Trend «Verstärkte Zusammenarbeit» (BFE 2007); aus zeitlichen Gründen konnte die neuste Studie des BFE vom Jahr 2011 in die Analyse nicht einbezogen werden.

Um eine belastbare Aussage darüber zu machen, wie stark sich z. B. die Entwicklung des Gaspreises auf die Grosshandelspreise auswirkt, muss eine entsprechende Sensitivität gerechnet werden, bei der bis auf den Gaspreis alle Prämissen gleich bleiben. Insgesamt wurden, zusätzlich zum Referenzszenario, zwei Sensitivitäten gerechnet.

Sensitivität «Elektromobilität».

Das Thema Elektromobilität ist sehr aktuell; bis heute verkehren aber so wenige Elektrofahrzeuge, dass der Ladestrom im Verhältnis zur gesamten Stromnachfrage vernachlässigbar klein ist. Im enervis-Modell wird bis 2050 von einer Durchdringung von 40 % des heutigen PKW-Bestandes ausgegangen¹⁶. In diesem Falle ist der Ladestrom so gross, dass relevant ist, wann die Elektromobile geladen werden. In diesem Szenario wurde die Ladestruktur so verändert, dass die Fahrzeuge grösstenteils dann geladen werden, wenn die Stromnachfrage gering ist. Ein solches Ladeverhalten ist nur bei Vorliegen eines intelligenten Netzes denkbar (Smart Grid).

Sensitivität «Höhere Gaspreise».

Mit der Sensitivität «Hohe Gaspreise» soll ein Umfeld abgebildet werden, in dem die

¹⁶ Es wird angenommen, dass die Marktdurchdringung zuerst im PKW-Sektor stattfindet. Im Nutzfahrzeugbereich sind auf Grund der wesentlich höheren Laufleistungen und stärkerer Motoren vermutlich grössere, schwerere und damit wesentlich kostenintensivere Batterien notwendig.

Entwicklung der Gaspreise.

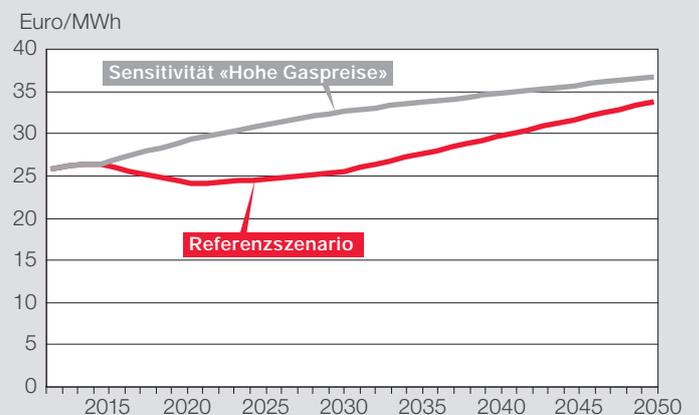


Abbildung 3.4: Entwicklung der Gaspreise wie im Referenzszenario (rot) und in der Sensitivität «Hohe Gaspreise» (grau) unterlegt. Die Preise werden für den Handelspunkt (Title Transfer Facility TTF) angegeben. (Quelle: enervis 2011a)

Ausbeutung der Schiefergase nicht oder nur beschränkt möglich ist und der Gaspreis deshalb ansteigt (Preisannahme gemäss IEA 2010), siehe Abbildung 3.4.

3.4. Entwicklungen im Referenzszenario.

Im Referenzszenario ist der Zubau von Gas- und Dampfanlagen (GuD) in der Schweiz ab dem Jahr 2020 zugelassen. Aus Abbildung 3.5 ist ersichtlich, dass der Zubau auf Grund des tiefen Gaspreises bereits zu diesem Zeitpunkt wirtschaftlich ist. Die schrittweise wegfallenden Kernkraftwerke werden mit GuD-Kapazitäten ersetzt. Die Überkompensation erfolgt zum einen bezogen auf die installierte Leistung; Abbildung 3.6 zeigt zum anderen, dass die vom Modell zugebauten GuD-Anlagen wesentlich mehr produzieren als die Kernkraftwerke vor ihrer Stilllegung. Eine ähnliche Entwicklung des Kraftwerkparks wie in der Schweiz kann in allen untersuchten Marktgebieten beobachtet werden. Die Annahme des günstig verfügbaren Gases führt dazu, dass in allen Marktgebieten GuD-Anlagen zugebaut werden. Selbst in Frankreich ist es mit den gesetzten Prämissen wirtschaftlicher, die auslaufenden Kernkraftwerke durch GuD-Anlagen zu ersetzen, anstatt neue Kernkraftwerke zu bauen. Der Bau von GuD-Anlagen ist in allen Marktgebieten gleich teuer. Gleiches gilt für den Gaspreis. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es daher sinnvoll, GuD-Anlagen dort zu bauen, wo der Strom gebraucht wird. Dies wiederum führt

dazu, dass die Kuppelkapazitäten weniger oft genutzt werden; die Märkte versorgen sich vermehrt selbst. Die Stromgrosshandelspreise in der Schweiz entwickeln sich, bedingt durch die Preissteigerung bei den Primärenergieträgern, sukzessive nach oben. Mit dem Zubau von GuD-Anlagen in der Schweiz werden diese zur preisbestimmenden Technologie. Dementsprechend werden auch in der Schweiz die Grosshandelsmarktpreise von der Höhe der Gaspreise und den CO₂-Zertifikaten abhängig sein. Starke jährliche Schwankungen sind auf die inkonstante Windproduktion zurückzuführen. Um die starke Variabilität der Windproduktion von Jahr zu Jahr zu berücksichtigen, unterscheidet enervis zwischen «windstarken» und «windschwachen» Jahren. Die Investitionen in Wasserkraftanlagen beeinflussen den Merit-Orderverlauf nicht, da sie die Grenzkosten der Wasserkraftwerke nicht beeinflussen. Somit wirken sich die Investitionen, die beispielsweise mit der Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen anfallen, nicht auf die Grosshandelsmarktpreise aus.

Wesentliche Sprünge in den Grosshandelspreisen, verursacht z. B. durch Abschaltungen von Kernkraftwerken, sind nicht absehbar. Generell führen die steigenden Kosten für Primärenergieträger und Emissionszertifikate zu einer kontinuierlichen Verteuerung des Stroms. Dabei ist die Differenz zwischen Peak und Offpeak¹⁷ schwach rückläufig, was auf den Zubau

17 Vgl. Glossar

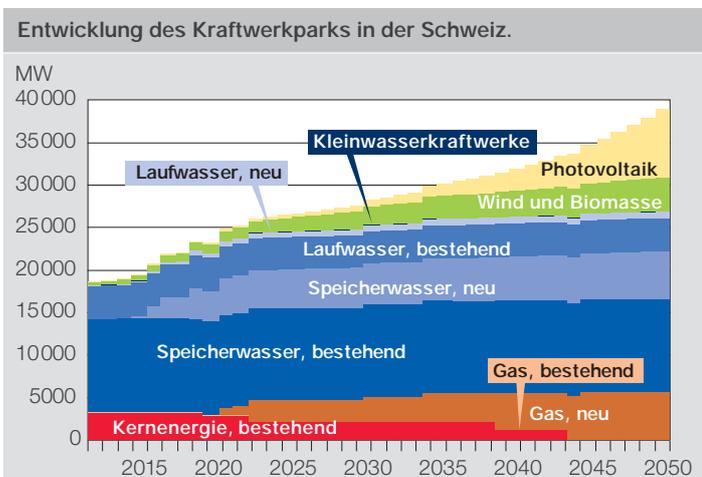


Abbildung 3.5: Entwicklung des Kraftwerkparks in der Schweiz nach installierter Leistung im Referenzszenario in der Schweiz. (Quelle: enervis 2011a)

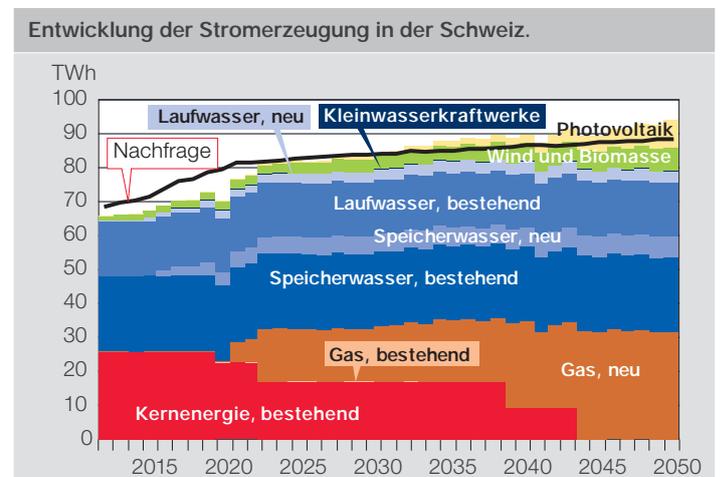


Abbildung 3.6: Entwicklung der Stromerzeugung in der Schweiz nach Technologie im Referenzszenario (Jahresarbeit). Der starke Nachfrageanstieg (schwarz) bis 2020 ist vor allem den geplanten Pumpspeicherkraftwerken geschuldet (langfristig rund 5 TWh). (Quelle: enervis 2011a)

der neuen erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Diese produzieren stochastisch und speisen damit in lastschwachen wie in laststarken Zeiten ein. In Zeiten, in denen die neuen erneuerbaren Energien keinen Strom liefern, erhöht sich der Preis. Photovoltaikanlagen produzieren primär über Mittag und drücken den Preis während der bisher hochpreisigen Tagstunden. Der Vergleich der Grosshandelspreise zwischen den Marktgebieten zeigt, dass sich diese synchron zur Erneuerung des Kraftwerkparks entwickeln. Der Grund liegt in der Angleichung der Grenzkostenstrukturen (Merit-Order-Struktur) in den Marktgebieten. So sind die Grundlastkraftwerke zwar verschieden (Laufwasser in Schweiz, Kohle in Deutschland, Kernkraftwerke in Frankreich), in Zeiten mittlerer und hoher Last setzen aber in allen Marktgebieten Gas- und Dampfanlagen die Preise.

3.5. Entwicklungen in den Sensitivitäten.

Sensitivität «Elektromobilität».

Die Gegenüberstellung der Jahresgrosshandelspreise zeigt den Einfluss, den die Elektromobilität auf die Struktur der Grosshandelspreise hat. Die durchschnittlichen Grosshandelspreise (Base) in beiden Szenarien sind identisch, da sich die Last per Saldo zwischen den beiden Szenarien nicht unterscheidet. Der wesentliche Unterschied liegt in der Struktur der Last, was wiederum die Struktur der Preise beeinflusst: das «intelligente» Laden in der Nacht hebt die Offpeak-Preise.

Weil die Elektromobile vermutlich primär in der Nacht geladen werden, beziehen sie keinen Strom mehr über Tag und senken damit den Peak-Preis¹⁸.

Sensitivität «Höhere Gaspreise».

Die höheren Gaspreise heben die Standard-Produkte (Peak, Base, Off-Peak) in der Schweiz leicht an, verändern aber den Spread nur wenig. Es zeigt sich allerdings, dass der Bau von neuen Kernkraftwerken in

Frankreich mit höheren Gaspreisen attraktiv ist. Das Niveau der Grosshandelspreise in Frankreich ist tiefer als in der Schweiz und Deutschland, wo der Ersatz von Kernkraftwerken im Modell nicht zugelassen ist. Für die Schweiz ist es damit wirtschaftlicher, den Strom in Frankreich produzieren zu lassen und zu importieren. Die Schweiz deckt in diesem Szenario die Landesnachfrage per Saldo nicht. Im Gegensatz zum Referenzszenario besteht weiterhin ein Preisgefälle und damit ein ganzjähriger Transferstrom von Nord nach Süd.

3.6. Schlussfolgerungen.

Das Fundamentalmodell ermöglicht eine Aussage über die Entwicklung der Stromgrosshandelspreise in der Zukunft. Die resultierenden Grosshandelspreise dienen hauptsächlich einem verbesserten Marktverständnis (Wenn-Dann-Verständnis). Mit den in dieser Auflage berücksichtigten Szenarien wurden zwei Annahmen als sensitiv beurteilt. Die von der IEA prognostizierten tiefen Gaspreise führen dazu, dass in der Schweiz und den umliegenden Marktgebieten massiv Gas- und Dampfkapazitäten zugebaut werden und dass die Grosshandelspreise tief bleiben. Die Angleichung der Kraftwerkpark-Struktur führt dazu, dass sich auch die Grosshandelspreise angleichen und der Austausch zwischen den Märkten zurückgeht.

Bei der Elektromobilität sind die Annahmen hinsichtlich des Ladeverhaltens entscheidend für die Wirkung auf die Grosshandelspreise. Werden die Elektromobile an ein Smart Grid angeschlossen und damit «intelligent» geladen, verringert sich die Differenz zwischen Peak- und Offpeak-Preisen. Umgekehrt führen ungesteuerte Ladezyklen zu einer Erhöhung der Preise über Tag und damit zu einer Anhebung der «Peak-Preise». Während die Ladestruktur keinen Einfluss auf den mittleren Stromgrosshandelspreis (Base) hat, werden Peak- und Offpeakpreise dadurch verändert. Diesen beiden Einflussfaktoren (Gaspreis und Ladeverhalten Elektromobilität) ist bei der Bewertung neuer Investitionen, insbesondere in Pumpspeicherkraftwerke, besondere Aufmerksamkeit zu schenken.

¹⁸ Es gilt zu beachten, dass die Definition von Peak- und Off-Peak-Produkten für einen zukünftigen Strommarkt, der durch eine starke Zunahme der stochastischen Produktion und des gesteuerten Ladeverhaltens charakterisiert ist, keine Relevanz mehr haben wird. Mittel- bis langfristig werden Peak- und Off-Peak-Preise keinen tageszeitlichen starren Mustern mehr folgen.

4. Stromabsatz.

4.1. Ausgangslage im Strommarkt.

Für eine Betrachtung des langfristigen Trends des Energie- und Strombedarfs ist eine Aufteilung in deren Komponenten hilfreich (Abbildung 4.1).

- Die Entwicklung des Stromanteils, d. h. des Anteils des Stroms am gesamten Endenergiebedarf, wird durch Energieträgersubstitution, Prozessänderungen in der Produktion sowie strukturelle Änderungen der Wirtschaft und des Konsums beeinflusst.

- Veränderungen in der Energieintensität der Wirtschaft, d. h. die für die Erzeugung einer BIP-Einheit notwendige Energie, sind ebenfalls abhängig von

Strukturänderungen, aber auch von Energieeffizienzmassnahmen. So vermindert eine Steigerung der Energieeffizienz die Energieintensität.

- Eine Zunahme der Wirtschaftsleistung pro Kopf (BIP pro Kopf) wirkt einer Senkung der Energieintensität entgegen, da ein höheres, verfügbares Einkommen pro Kopf in der Regel zu einer Zunahme des Energiebedarfs führt.

- Die ersten drei Faktoren bestimmen den Strombedarf pro Kopf. Die Bevölkerungsentwicklung und der Strombedarf pro Kopf ergeben dann zusammen den gesamten Strombedarf.

Faktoren des Strombedarfs.

$$\text{Strombedarf} = \frac{\text{Strombedarf}}{\text{Endenergiebedarf}} \times \frac{\text{Endenergiebedarf}}{\text{BIP}} \times \frac{\text{BIP}}{\text{Bevölkerung}} \times \text{Bevölkerung}$$

↓
↓
↓

Stromanteil
 Energieintensität
BIP pro Kopf

Abbildung 4.1: Faktoren des Strombedarfs.

Zeitliche Entwicklung der Faktoren des Strombedarfs in der Schweiz.

Jährliche, geglättete Wachstumsrate

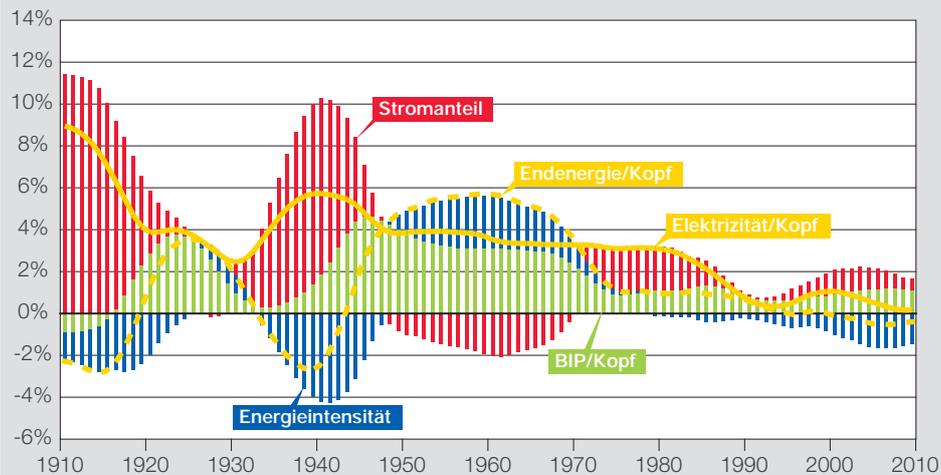


Abbildung 4.2: Komponenten des Strom- und Endenergiebedarfs pro Kopf. Die Abbildung gibt geglättete Wachstumsraten wieder (Quellen: siehe Fussnote auf der nächsten Seite). Die Wachstumsrate für den Endenergiebedarf pro Kopf ergibt sich dabei aus dem Produkt des BIP pro Kopf sowie der Energieintensität. Die Wachstumsrate des Elektrizitätsbedarfs pro Kopf ergibt sich aus dem Produkt der Wachstumsraten von BIP pro Kopf, Energieintensität und Stromanteil.

Betrachtet man die Entwicklung der letzten hundert Jahre (Abbildung 4.2), weist der Strombedarf pro Kopf über die gesamte Periode von 1910 bis 2010 eine positive jährliche Trendwachstumsrate¹⁹ auf. Es lassen sich jedoch folgende Perioden unterscheiden:

■ **1910 bis 1948:** In dieser Periode nahm der Strombedarf pro Kopf stark zu. Grund dafür war eine erste Welle der Elektrifizierung zwischen 1910 und 1920 sowie die Energieknappheit während des 2. Weltkriegs (Rückgang der Kohlenimporte), die zu einem Zubau von Wasserkraftkapazitäten führte. Das starke Wachstum des Stromanteils überkompensierte die teilweise negative Wachstumsrate der Energieintensität. Die Energieintensität sank teilweise auch, weil die Substitution der damals häufig eingesetzten Kohle durch Strom mit einer Steigerung der Energieeffizienz verbunden war.

■ **1949 bis 1970:** In dieser Periode bewegte sich die jährliche Wachstumsrate des Energieverbrauchs pro Kopf auf Grund der stark steigenden Nachfrage nach Erdöl zwischen 4 % und knapp 6 %, während diejenige des Stromverbrauchs unter 4 % lag und der Stromanteil somit rückläufig war. In dieser ausgeprägten Wachstumsphase nahm sowohl die Energieintensität als auch das BIP pro Kopf stark zu.

■ **1971 bis 1985:** Nach der Erdölkrise zu Beginn der 1970er Jahre und nach dem Zubau grosser Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz stieg der Strombedarf pro Kopf im Gegensatz zum Endenergiebedarf stark an. Die Energieintensität blieb in dieser Periode zwar konstant, allerdings nahm der Stromanteil in dieser Periode wieder zu. Verantwortlich hierfür waren u. a. die Substitution von Heizöl durch Elektrizität (Elektroheizungen in Gebäuden) sowie die zunehmende Automatisierung in der Industrie.

■ **1986 bis heute:** Die letzten 15 Jahre waren durch einen Rückgang der Energieintensität gekennzeichnet. Neben Strukturänderungen dürfte dazu auch die Ener-

giepolitik nach 1990 beigetragen haben. Der Stromanteil nahm durch den verstärkten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien in dieser Periode weiter zu.

In der Stadt Zürich waren die Strukturänderungen nach 1980 ausgeprägter als im Schweizer Durchschnitt, was in den Jahren 1990 bis 1997 sogar zu einem Rückgang des Stromabsatzes in der Stadt Zürich führte (Abbildung 4.4b, Seite 32). In den letzten Jahren war das Wachstum des Strombedarfs in der Stadt Zürich leicht schwächer als in der Schweiz.

Die historische Trendentwicklung zeigt, dass der Strombedarf stark mit der wirtschaftlichen Entwicklung, aber auch der Nutzung alternativer Energieträger (Kohle und später Erdöl) sowie der Verfügbarkeit von Produktionskapazitäten (Wasserkraft und später Kernenergie) verknüpft war. Seit über 20 Jahren liegt die Wachstumsrate des Strombedarfs pro Kopf auf einem historisch tiefen Niveau.

Verschiedene Faktoren weisen darauf hin, dass trotz einer weiter fortschreitenden Elektrifizierung die Wachstumsrate des Strombedarfs pro Kopf auf einem historisch relativ tiefen Niveau verbleiben könnte, da die Kosten im Strombereich tendenziell steigen und damit die Nutzung bestehender Effizienzpotenziale attraktiver werden: So werden einerseits bestehende Kapazitäten nicht mehr ersetzt (Kernenergieausstieg) oder sind teurer zu ersetzen (CO₂-Abgabe auf fossile Kraftwerke). Andererseits bedingen die Erschliessung neuer Kraftwerkstandorte (Windparks) sowie die Dezentralisierung der Stromproduktion einen Umbau der Netze.

Kurzfristig wird die Marktentwicklung jedoch stark durch die Strommarktöffnung bestimmt. Seit 2009 ist der Strommarkt prinzipiell für Grosskundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh pro Verbrauchsstätte geöffnet. Die hohen Strompreise auf dem europäischen Grosshandelsmarkt vor Beginn der Finanzmarktkrise führten allerdings dazu, dass auf Grund der tiefen Tarife in der Schweiz die marktberechtigten Kundinnen und Kunden den freien Zugang bis vor kurzem kaum wahrnahmen. Auf Grund des Verfalls der Strommarktpreise in Europa sowie der starken Aufwertung des Schweizer Frankens liegen heute je-

¹⁹ Die geglätteten Wachstumsraten wurden aus den Zeitreihen gemäss des Schweizerischen Energierats (SEC 2011), des Staatssekretariats für Wirtschaft (SECO 2011) sowie MADDISON 2011 mittels eines Hodrick-Prescott-Filters ermittelt, der kurzfristige Schwankungen glättet.

doch in grossen Teilen der Schweiz die Tarife für Grösstkundinnen und -kunden im Rahmen oder gar über den Strompreisen, die z. B. ein deutscher Anbieter einer grossen Schweizer Verbrauchsstätte bieten könnte. So treten Grosskundinnen und -kunden vermehrt aus der Grundversorgung aus und beantragen den Netzzugang. Auch ewz musste bereits den Weggang von Grosskundinnen und -kunden verzeichnen. Diese Kundschaft schliesst Verträge ab, die auf Grosshandelsmarktpreisen basieren. Sie kann zwischen einer Vielzahl schweizerischer Anbieter wählen. Abbildung 4.3 zeigt die Energietarife für Industriekundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von über 100 GWh pro Verbrauchsstätte, wie sie die schweizerischen Stromversorger der Elcom für das Jahr 2013 mitgeteilt haben.²⁰ Auf dem Markt sind Energielieferungen für das Jahr 2013 für rund 7 Rp./kWh zu beobachten.

²⁰ Die Energietarife, welche die Energieunternehmen der Elcom mitteilen müssen, gelten nur für Kundinnen und Kunden im Versorgungsgebiet des jeweiligen Energieunternehmens, die nicht freien Marktzugang beantragt haben. Ausserhalb des eigenen Marktgebiets bieten alle Energieunternehmen zu Marktpreisen an. Der Energietarif stellt einen Teil des Stromtarifes dar; dieser setzt sich zusätzlich aus Netznutzungsentgelten, Abgaben und Gebühren zusammen.

4.2. Zukünftige Nachfrageentwicklung.

Für die Abschätzung des zukünftigen Strombedarfs der Schweiz wurden die Szenarien des Bundes (BFE 2011a, PROGNOS 2011) zu Grunde gelegt, die mit der neuen Energiestrategie 2050 im Mai 2011 präsentiert wurden (Abbildung 4.4a). Diese Szenarien stellen eine Aktualisierung der Szenarien der Energieperspektiven 2035 (PROGNOS 2007) dar, wobei neu implementierte Politikmassnahmen oder neue Bevölkerungsszenarien berücksichtigt wurden (BFS 2012). Die Strombedarfsszenarien für die Stadt Zürich wurden aus dem letzten Bericht zur «Stromzukunft Stadt Zürich» (ewz 2008a) übernommen. Dabei wurden für die Grundszenarien «Realistisch-ambitiös» und «2000-Watt-Gesellschaft» die Szenariovarianten mit einer erhöhten Durchdringung des Marktes mit Wärmepumpen auf Kosten des Einsatzes von Erdgas verwendet. Diese Szenariovarianten sind konsistent mit dem Energieversorgungskonzept 2050 der Stadt Zürich (TEP ENERGY 2011, Effizienzscenario Variante a). Die beiden Szenariovarianten wurden noch modifiziert, um den Zusatzbedarf für Elektromobilität ebenfalls zu berücksichtigen. Der Bedarf der Elektromobilität in der Stadt Zürich wurde anteilmässig aus den aktuellen Energieszenarien für die Schweiz umgelegt.

Energietarife für grosse Industriekunden.

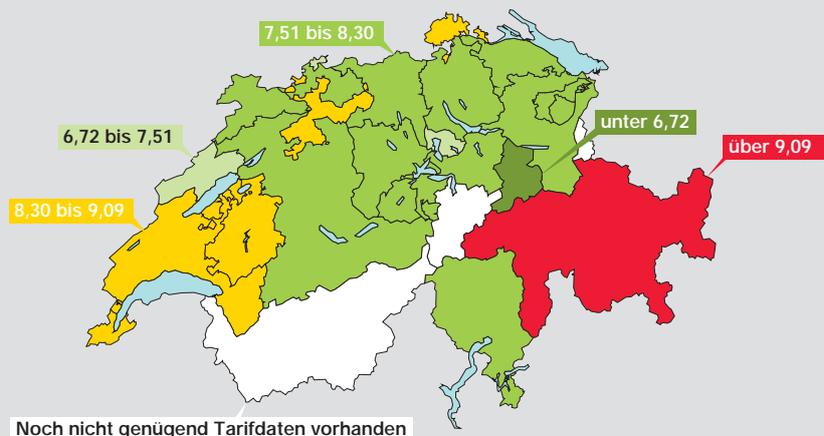
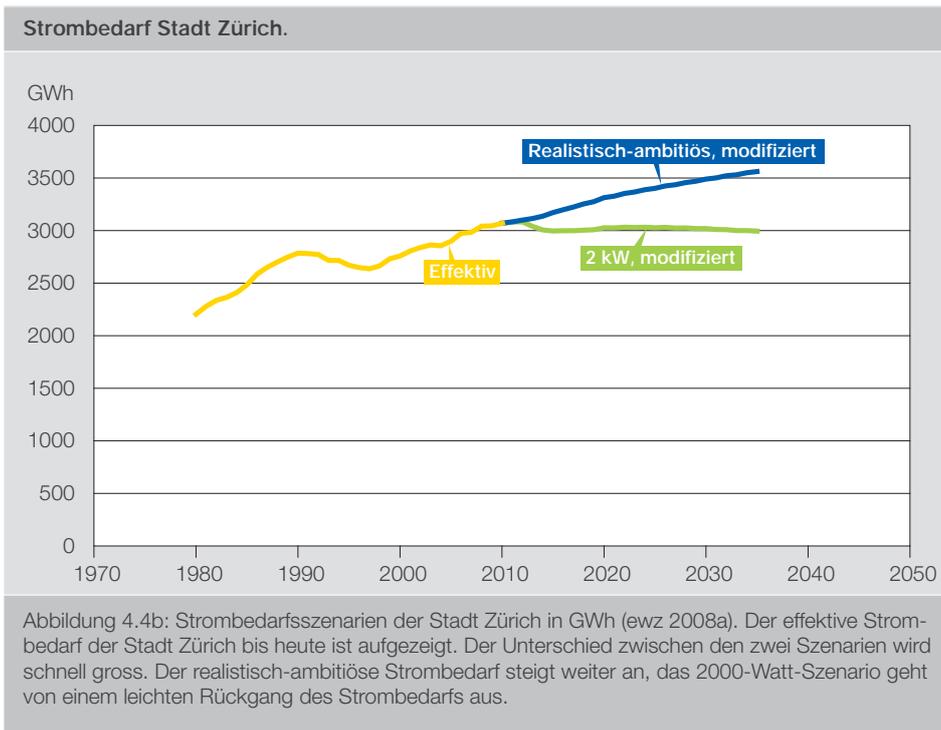
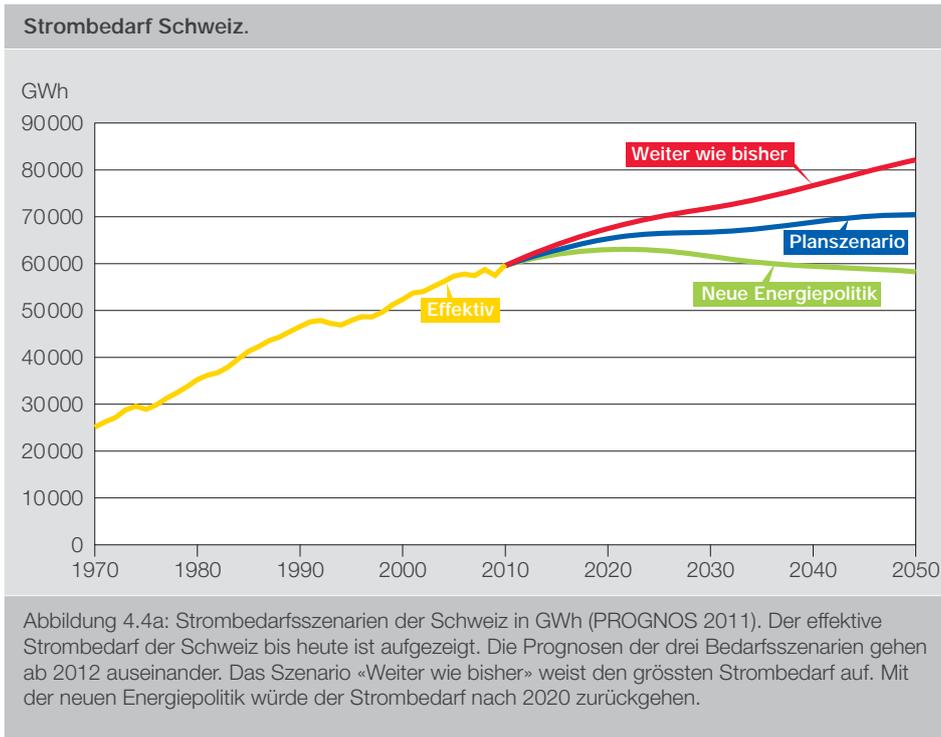


Abbildung 4.3: Energietarife in Rp./kWh für das Jahr 2013 für grosse Industriekunden (Profil C7, (Jahresverbrauch von über 100 GWh pro Verbrauchsstätte) gemäss ECom 2012. Zum Vergleich: Auf dem Markt können für das Jahr 2013 Energielieferungen für rund 7 Rp./kWh beobachtet werden.

Als Planszenario wurde für die Schweiz ein Szenario zwischen den beiden Extrem-szenarien «Weiter wie bisher» und «Neue Energiepolitik» definiert. Dem Planszenario wurde ein gegenüber dem Szenario «Neue Energiepolitik» etwas weniger stark ausgeprägter Rückgang der Energieintensität zu Grunde gelegt, dafür eine konstante Zunahme des Stromanteils am Endenergiebedarf. Somit ist im Planszenario

der Endenergiebedarf langfristig ebenfalls rückläufig, während der Strombedarf auch längerfristig noch leicht ansteigt, um sich gegen Ende der Betrachtungsperiode zu stabilisieren. Qualitativ liegt das Planszenario im Rahmen des Szenarios III der Energieperspektiven 2035 (PROGNOS 2007). Das entsprechende Planszenario für die Stadt Zürich entspricht dem modifizierten Szenario «Realistisch-ambitiös» (Abbildung



4.4b). Dieses Szenario orientiert sich ebenfalls am Szenario III der Energieperspektiven 2035. Um das modifizierte 2000-Watt-Szenario zu erreichen sind vor allem verstärkte Anstrengungen in der Sanierung des Gebäudebestands und der konsequente Einsatz effizienter Geräte sowie Betriebsoptimierungen nötig.

Das Szenario «Neue Energiepolitik» respektive das Szenario «2000-Watt-Gesellschaft, modifiziert» unterstellt eine Effizienzstrategie, in der neue Technologien und neue Verhaltensweisen sowie die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger einen wichtigen Beitrag an die Verminderung des Elektrizitätsbedarfs leisten. Die grössten Einsparpotenziale liegen dabei in der Haustechnik und in Antrieben und Prozessen (Abbildung 4.5). Die Einsparpotenziale der Haustechnik können durch den Einsatz effizienterer Technologien, durch eine Verbesserung des Gesamtsystems sowie durch Betriebsoptimierungen erreicht werden. Neue Dienstleistungen im Zusammenhang mit Smart-Grid-Technologien können möglicherweise in Zukunft einen Beitrag an die Optimierung des Betriebs von Klima- und Lüftungsanlagen liefern. Die Einsparpotenziale von Antrieben und Prozessen werden durch den Einsatz effizienter Geräte, Motoren und Anlagen sowie durch neue Verfahrenstechniken, wie z. B. biotechnologische Verfahren, re-

alisiert. Für Raumwärme und Warmwasser sinkt der Strombedarf auf Grund des Ersatzes von Elektrowiderstandsheizungen trotz der Zunahme von Wärmepumpen. Der vermehrte Einsatz von Solarwärme für die Wassererwärmung führt ebenfalls zu einer Verminderung des Strombedarfs. Die Einsparungen bei der Prozesswärme werden auch durch neue Verfahrenstechniken erreicht, während bei der Beleuchtung der Einsatz effizienter Leuchtmittel und bedarfsgerechter Regelung zu Stromersparungen führen. Die Zunahme elektrisch betriebener Fahrzeuge im motorisierten Individualverkehr erhöht den Strombedarf bei der Mobilität. Die Realisierung der Einsparpotenziale des Szenarios «Neue Energiepolitik» setzt jedoch entsprechende energiepolitische Massnahmen mit hoher Eingriffstiefe sowie heute zwar verfügbare, jedoch nicht wettbewerbsfähige Technologien und Strukturänderungen voraus (BFE 2011a).

4.3. Entwicklung absatzrelevanter Rahmenbedingungen.

Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) ist seit 2009 mit einer teilweisen Marktöffnung in Kraft (StromVG Stufe 1). Damit haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh freien Marktzugang und können ihren Lieferanten wählen. Nutzen diese ihr Recht auf

Stromverbrauch nach Anwendungen.

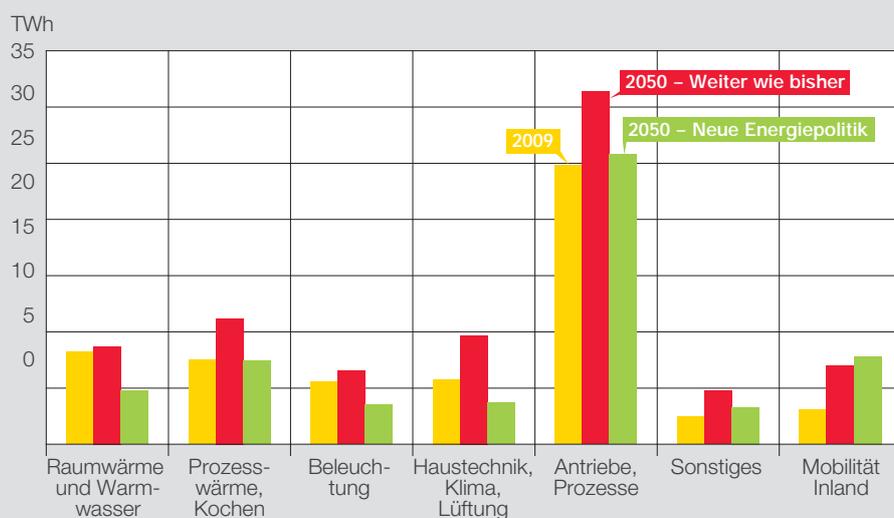


Abbildung 4.5: Die Abbildung zeigt den Stromverbrauch aufgeteilt nach Anwendungen für das Jahr 2009 sowie für die beiden Szenarien «Weiter wie bisher» und «Neue Energiepolitik» im Jahr 2050. Die Einsparpotenziale ergeben sich als Differenz der Werte im Jahr 2050 zwischen den beiden Szenarien.

Netzzugang nicht, verbleiben sie in der Grundversorgung.²¹ Die Tarife für die Netznutzung, aber auch für die Energielieferung der Grundversorgung werden durch die EICom überwacht. Ab 2014 kann der Bundesrat per Bundesbeschluss, der dem fakultativen Referendum unterliegt, den freien Marktzugang für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh beschliessen (StromVG Stufe 2). Gleichzeitig würde die Lieferpflicht der Grundversorger für Endverbraucher mit mehr als 100 MWh Jahresverbrauch aufgehoben. Das bestehende StromVG

²¹ Der Grundversorger ist in der Regel dasjenige Energieunternehmen, durch welches die Kundinnen und Kunden im Monopol beliefert wurden (angestammter Lieferant). Der Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb der Netzinfrastruktur verantwortlich. Im Folgenden wird diese Definition verwendet, auch wenn im aktuell gültigen Stromversorgungsgesetz der Verteilnetzbetreiber mit Aufgaben der Grundversorgung betraut wird.

sowie die dazugehörige Verordnung sind bereits wieder in Revision. In den kommenden Jahren bestehen somit erhebliche Unsicherheiten bezüglich der rechtlichen Rahmenbedingungen.

Absatzrelevante Rahmenbedingungen sind die Ausgestaltung der Grundversorgung, die Regelung des Unbundlings sowie die Regulierung der Stromwirtschaft (siehe Kapitel 4.4.2). Tabelle 4.1 zeigt den Stand der Regelungen in der EU sowie den Revisionsbedarf in der Schweiz, sollte sie die EU-Regeln übernehmen. Die Revision des StromVG steht in einem engen Zusammenhang zu den Verhandlungen über ein Energieabkommen mit der EU. Bezüglich des Regulierungsrahmens sind die folgenden Szenarien denkbar:

■ **Szenario «Status quo»:** Es kommt kein Energieabkommen mit der EU zu Stande und ein Referendum gegen die 2. Stufe der Marktöffnung ist erfolgreich.

Absatzrelevante Aspekte des StromVG.			
	Grundversorgung	Unbundling	Regulierung
Stand in der EU	<ul style="list-style-type: none"> Der Versorger letzter Instanz ist verpflichtet, einkommensschwache Bevölkerungsgruppen zu versorgen. Marktpreise und Wettbewerb für alle. 	<ul style="list-style-type: none"> Vorschrift zur juristischen und organisatorischen Entflechtung des Übertragungs- und Verteilnetzes. Getrennter Markenauftritt des Verteilnetzbetreibers. 	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung auf Netze beschränkt.
Revisionsbedarf in der Schweiz, falls EU-Regeln übernommen werden	<ul style="list-style-type: none"> Auch in der Grundversorgung markt- statt kostenbasierte Strompreise. 	<ul style="list-style-type: none"> Gesetzgebung für die Entflechtung der Verteilnetze vom Energiegeschäft (Produktion und Vertrieb) müsste an EU-Richtlinie angepasst werden. 	<ul style="list-style-type: none"> Beschränkung der Regulierung auf die Netze.

Tabelle 4.1: Absatzrelevante Aspekte des StromVG.

Definition der Regulierungsszenarien.			
	Grundversorgung	Unbundling	Regulierung
Status quo	Kundinnen und Kunden mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh pro Verbrauchsstätte sind an ihren angestammten Versorger gebunden, solche mit einem Verbrauch von über 100 MWh können freien Netzzugang wählen (StromVG Stufe 1).	Bestehende Vorgaben für Unbundling.	Weiterführung bestehender Regulierung für Netznutzung und Lieferung elektrischer Energie in der Grundversorgung.
StromVG Stufe 2	Wahl zwischen freiem Netzzugang oder Verbleib in der Grundversorgung nur noch für Kundinnen und Kunden unter 100 MWh/a pro Verbrauchsstätte, Grosskundinnen und -kunden sind frei (StromVG Stufe 2).		
Übernahme EU-Recht	Prinzipiell freier Netzzugang für alle Kundinnen und Kunden, marktorientierte Grundversorgung mit einem Versorger letzter Instanz.	Getrennter Marktauftritt von Verteilnetz und Energie-lieferant.	Beschränkung der Regulierung auf den Netzbereich.

Tabelle 4.2: Definition der Regulierungsszenarien.

■ Szenario «StromVG Stufe 2»: Die 2. Stufe der Marktöffnung tritt in Kraft, während sich die Verhandlungen mit der EU verzögern oder scheitern.

■ Szenario «Übernahme EU-Recht»: Die Schweiz übernimmt EU-Recht im Strombereich.

Tabelle 4.2 zeigt für jedes Szenario bezüglich des Regulierungsrahmens die Ausprägung der vertriebsrelevanten Aspekte.

4.4. Entwicklung des Absatzes bis 2025 und Ausblick bis 2050.

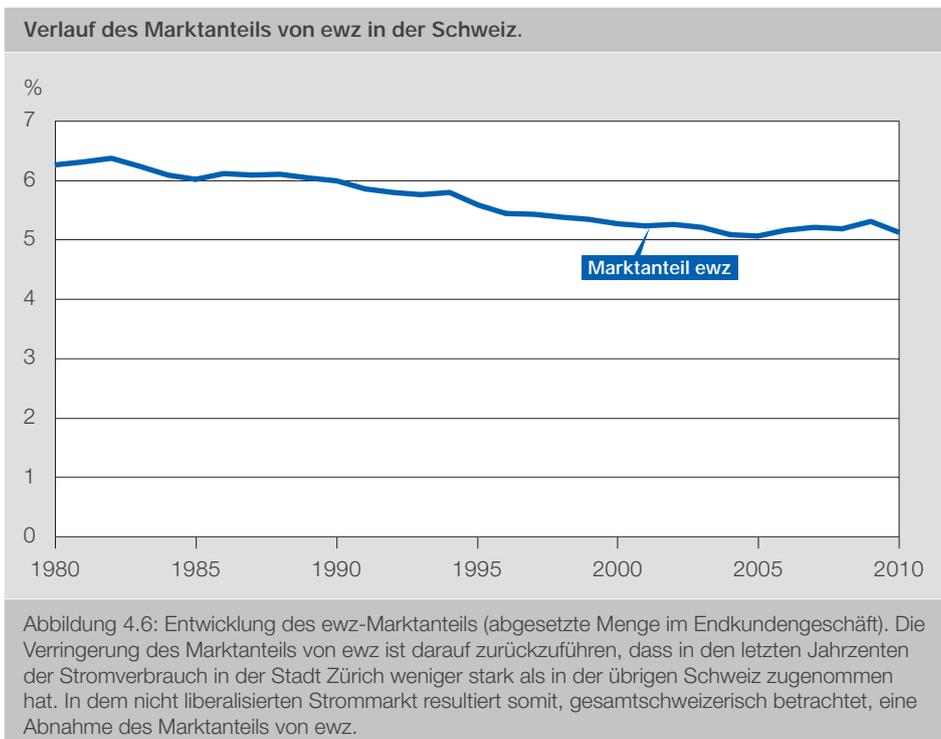
4.4.1. Marktöffnung und Auswirkungen auf den ewz-Absatz.

Der ewz-Leistungsauftrag im Vertriebsbereich lautet, dass «ewz (...) Energie an alle

Kundinnen und Kunden in der Stadt Zürich (liefert), sofern sie nicht den Netzzugang gemäss den Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Stromversorgung vom 23. März 2007 beanspruchen. Es kann auch Kundinnen und Kunden ausserhalb der Stadt Zürich mit Energie beliefern.»

Zwischen 1980 und 2010 sank der Marktanteil (abgesetzte Menge im Endkundengeschäft in der Schweiz) von ewz kontinuierlich (Abbildung 4.6), weil der Strombedarf ausserhalb der Stadt Zürich stärker zunahm als auf Stadtgebiet.

Im Folgenden wird betrachtet, welche Anforderungen an ewz vertriebsseitig gestellt werden, um den Marktanteil bis zum Jahr 2025 halten zu können. Dabei liegt der Fokus auf der Stadt Zürich sowie auf



Marktteilnahme und Wettbewerbsumfeld der Regulierungsszenarien.			
	Status quo	StromVG Stufe 2	Übernahme EU-Recht
Kundinnen und Kunden unter 100 MWh	Feste Kundinnen und Kunden (keine Wahlmöglichkeit).	Wahl zwischen freiem Netzzugang und Grundversorgung.	Vollständige Öffnung.
Kundinnen und Kunden über 100 MWh	Wahl zwischen freiem Netzzugang und Grundversorgung.	Vollständige Öffnung.	Vollständige Öffnung.
Zutritt neue Wettbewerber	Kaum (nur im Markt für Grosskunden über 100 MWh).	Teilweise (nur im Markt für Grosskunden über 100 MWh).	Ja (Gesamtmarkt).
Vertriebsstrukturen	Bestehende, über Grundversorger.	Weiterhin über Grundversorger, Konzentration und z. T. neue Mitbewerber im Grosskundensegment.	Über grössere, selbständige Vertriebsorganisationen, neue Mitbewerber.

Tabelle 4.3: Marktteilnahme und Wettbewerbsumfeld der Regulierungsszenarien. Die angegebenen Verbrauchszahlen beziehen sich auf den Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte.

den Versorgungsgebieten im Kanton Graubünden. Die Untersuchungen erfolgen anhand der drei in Kapitel 4.3 skizzierten Regulierungsszenarien.

In der langfristigen Perspektive bis 2050 wird ein Marktanteilsziel am Gesamtmarkt Schweiz formuliert. Dabei wird unterstellt, dass ewz entweder den heutigen Marktanteil halten oder diesen signifikant erhöhen will, um langfristig die Eigenständigkeit sicherzustellen. Die Absatzmengen ergeben sich dann aus den drei Szenarien für die Schweiz (siehe Kapitel 4.2).

In einem sich öffnenden Markt sind die folgenden Fragen entscheidend (Tabelle 4.4):

■ Wie viele Kundinnen und Kunden nehmen überhaupt am Markt teil (Marktteilnahmequote) und welcher Prozentsatz wechselt dabei den Lieferanten (Lieferantenwechselrate)?

■ Wie verhalten sich die Wettbewerber, wie intensiv ist der Wettbewerb und wie verändern sich Marktstrukturen im Vertrieb?

Eine Verschärfung des Unbundlings dürfte tendenziell den Marktzutritt für neue Wettbewerber erleichtern, während eine Verschärfung der Regulierung der Verteilnetze wohl zu einer Bereinigung der kleinräumigen Vertriebsstrukturen führt (siehe Kapitel 4.4.2). Die Möglichkeit der Kundinnen und Kunden, überhaupt am Markt teilzunehmen, hängt vom gewählten Modell für die Grundversorgung ab. Bezüglich des Kundenverhaltens wird unterstellt, dass Kundinnen und Kunden, die zwischen dem freien Netzzugang und der Grundversorgung wählen können, tendenziell in der Grundversorgung verbleiben. Diese An-

nahme ergibt sich aus der Regulierung der Energietarife gemäss Art. 4 des StromVV. Liegen die Marktpreise über den Gesteherungs- respektive den Beschaffungskosten, muss die elektrische Energie zu Gesteherungs- respektive Beschaffungskosten abgegeben werden. Liegen die Gesteherungs- respektive Beschaffungskosten über dem Marktpreis, dann muss die elektrische Energie zum Marktpreis geliefert werden²². Somit sind die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung perfekt gegen Marktpreisschwankungen versichert. Für sie besteht kein Anreiz, aus der Grundversorgung auszutreten, zumal eine Rückkehr nicht mehr möglich ist (es gilt der Grundsatz «einmal frei, immer frei»). Um das Kundenverhalten in einem sich öffnenden Markt abzuschätzen, wurden Marktteilnahmequoten und Lieferantenwechselraten (der am Markt teilnehmenden Kundinnen und Kunden) aus dem deutschen Markt übernommen (Bundesnetzagentur 2006–2011). Die Marktteilnahmequote sowie das Lieferantenwechselverhalten der eigenen Kundschaft können in einem geöffneten Markt durch die Produkt- und Dienstleistungspalette sowie die Preisgestaltung beeinflusst werden. Diese Aspekte sowie die Anforderungen auf Grund eines sich ändernden

22 Nach Fertigstellung dieses Berichts teilte die El-Com in ihrer Weisung 3/2012 vom 14. Mai 2012 mit, dass dieser Passus in Art. 4 StromVV nicht angewendet wird. Auf Grund der tiefen Marktpreise beantragen nun zunehmend Grosskunden > 100 MWh den freien Netzzugang. Die Stufe 2 gemäss StromVG wird in diesem Kundensegment somit faktisch zum grossen Teil vorweggenommen und das Szenario «Status quo» ist heute überholt.

Annahmen zu Marktteilnahmequoten und Lieferantenwechselraten.			
	Status quo ab 2015	Strom VG Stufe 2 ab 2015	Übernahme EU-Recht ab 2015
Privatkundinnen und -kunden			
Marktteilnahmequote	0 %	0 %	55 %
Lieferantenwechselrate	0 %	0 %	10 %
Geschäftskunden unter 100 MWh/a pro Verbrauchsstätte			
Marktteilnahmequote	0 %	0 %	100 %
Lieferantenwechselrate	0 %	0 %	6 %
Geschäftskunden über 100 MWh/a pro Verbrauchsstätte			
Marktteilnahmequote	0 %	100 %	100 %
Lieferantenwechselrate	0 %	12 %	12 %

Tabelle 4.4: Annahmen zu Marktteilnahmequoten und Lieferantenwechselraten nach Kundengruppen (basierend auf Bundesnetzagentur 2006–2011).

Marktumfelds werden anschliessend qualitativ diskutiert. Zuerst sollen jedoch die Effekte auf die ewz-Absatzmenge der verschiedenen Regulierungsszenarien bis 2025 dargestellt werden, die sich ergeben, wenn man für ewz die Erfahrungswerte aus dem deutschen Markt annimmt (siehe Tabelle 4.4). Zu beachten ist, dass es sich um Szenarien handelt, die auf bestimmten Annahmen beruhen, und nicht um eine Prognose. Eine solche wäre auf Grund der Entwicklung auf den Grosshandelsmärkten sowie der Entwicklung des Regulierungsrahmens unsicher. Es wird unterstellt, dass bis 2014 der Status quo bestehen bleibt (StromVG Stufe 1), wobei die Kundinnen und Kunden am Markt nicht teilnehmen können oder keine Anreize haben, am Markt teilzunehmen. Die Absatzmengen wurden für die Stützjahre 2015, 2020 und 2025 berechnet. In Szenario «Status quo» wird weiterhin das angestammte Versorgungsgebiet beliefert und die Kundinnen und Kunden wechseln auf Grund der Regulierung der Energietarife kaum den Lieferanten.²³ Wird der Markt jedoch geöffnet, sinkt die Absatzmenge, sofern keine neuen

Kundinnen und Kunden akquiriert werden können (Abbildung 4.7). Unterstellt man ein Wechselverhalten der ewz-Kundschaft ähnlich zu jenem der Kundschaft im deutschen Elektrizitätsmarkt, würden sich bei einer vollständigen Marktöffnung jährlich rund 9000 Endkundinnen und -kunden mit einem Bedarf von rund 200 GWh von ewz trennen. Für die Entwicklung der Absatzmenge ist das Verhalten der Geschäftskunden über 100 MWh relevant. Soll der Marktanteil gehalten werden, müssten neue Kundinnen und Kunden in entsprechendem Ausmass akquiriert werden. Unterstellt man, dass primär versucht wird, Kundenabgänge zu ersetzen und nicht aktiv neue Kundschaft zu gewinnen, muss in einem sich öffnenden Markt und einer reaktiven Strategie mit Mengeneinbussen gerechnet werden. Einerseits ist die Akquisition von neuen Kundinnen und Kunden mit Kosten verbunden, andererseits könnten Kundenabgänge auf ein nicht konkurrenzfähiges Marktangebot hinweisen.

4.4.2. Marktöffnung und Auswirkungen auf den Wettbewerb.

Die schweizerische Stromversorgungslandschaft ist durch eine Vielzahl von kleinen Energieunternehmen geprägt (Abbildung 4.8). Die Anbieterstruktur dürfte sich einerseits auf Grund des Kundenverhaltens, andererseits auf Grund steigen-

23 Der Grad der Marktöffnung ist abhängig von der Entwicklung der Marktpreise im Verhältnis zu den Gestehungskosten respektive Beschaffungskosten der Grundversorger. Die Marktöffnung kann deshalb in nicht vorhersehbaren Sprüngen auf Grund der Marktentwicklung erfolgen.

ewz-Absatz.

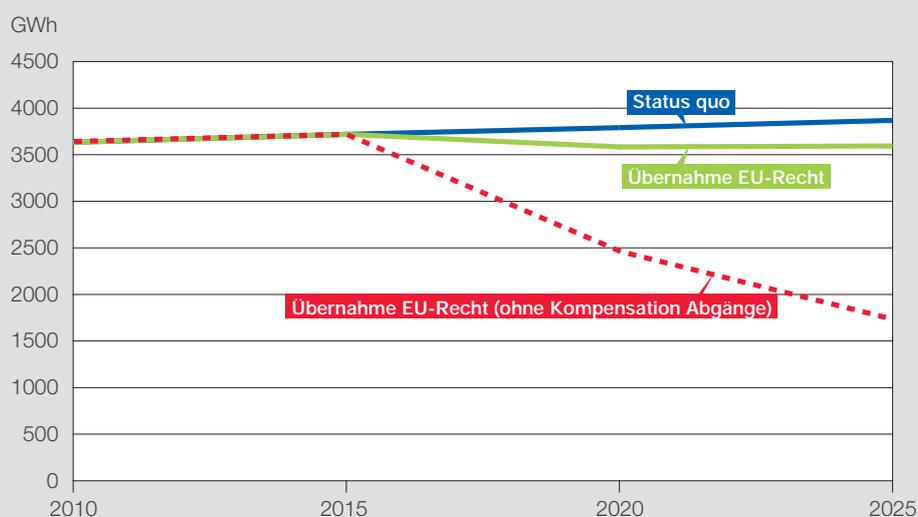


Abbildung 4.7: Entwicklung des ewz-Absatzes nach Regulierungsszenario. Mit der Übernahme des EU-Rechts würde der Absatz von ewz auf einem etwas tieferen Niveau als heute stagnieren, währenddem er sonst weiter leicht ansteigen würde. Übernahme man das EU-Recht ohne eine Kompensation der Abgänge, würde der ewz-Absatz steil zurückgehen. Zur Relevanz der Regulierungsszenarien siehe Fussnote 5.

der Anforderungen der Regulierung ändern. Während in Szenario «Status quo» die Stromversorgung weiterhin auf lokalen und regionalen Monopolen basieren dürfte, die mittels einer hohen Eingriffstiefe sowohl netz- als auch energieseitig durch den Regulator kontrolliert werden, könnte in den beiden anderen Regulierungsszenarien eine Bereinigung der Energieunternehmen-Landschaft erfolgen. In Szenario «StromVG Stufe 2» dürfte es für kleinere Energieunternehmen anspruchsvoller werden, die Grosskunden über 100 MWh pro Verbrauchsstätte zu bedienen, da diese tendenziell komplexere Produkte nachfragen. Einzelne Grosskundinnen und -kunden sind für viele Energieunternehmen ein grosses Vertriebsrisiko, da sie den Grossteil der abgesetzten Menge beziehen. Die Energieunternehmen versuchen diesen Risiken zu begegnen, indem sie in neue Absatzgebiete eintreten, sich zu Verbänden zusammenschliessen oder die Zusammenarbeit mit einem grösseren Anbieter suchen.

Neben dem Kundschaftsverhalten beeinflusst auch die Regulierung der Verteilnetze die künftige Anbieterstruktur. Wird die Regulierung der Verteilnetze zusätzlich verschärft, dürfte es für Energieunternehmen mit weniger als 10 000 Kundinnen und Kunden auf Grund der Anforderungen der Regulierung (z. B. bezüglich Datenlieferun-

gen oder Kostendruck auf Grund der Regulierung) zunehmend schwieriger werden, die Selbständigkeit zu behalten (Sonderegger et al. 2010). In einem sich öffnenden Markt steigen die Wettbewerbsintensität und damit die Anforderungen an die Marktbearbeitung. Die effiziente Abwicklung des Energiegeschäfts setzt wohl eine Mindestgrösse voraus, um die notwendigen Skaleneffekte zu erreichen.

4.4.3. Fazit und Ausblick bis 2050.

Die Einschätzung der Absatzentwicklung in den kommenden Jahren ist wegen der grossen Unsicherheit bezüglich des regulatorischen Rahmens schwierig. Unterstellt man die Fortführung der aktuellen Regelung (Status quo), dürfte die Marktöffnung in nicht prognostizierbaren Sprüngen erfolgen²⁴. Der Grad der Marktöffnung ist dabei abhängig vom Verhältnis der Marktpreise zu den Gestehungs- respektive Beschaffungskosten der verschiedenen Grundversorger. Allerdings ist ein solches Szenario als wenig wahrscheinlich einzustufen, da eine Marktöffnung in der Schweiz für die EU eine Voraussetzung für den Abschluss eines Energieabkommens ist. Dieses ist für die Schweiz wichtig, um weiterhin eine wichtige Funktion im europäischen Strom-

²⁴ Als Beispiel für eine nicht vorhersehbare Entwicklung dient auch der Entscheid der EICOM, Art. 4 StromVV nicht anzuwenden (siehe Kapitel 4.4.1)

Energieunternehmen in der Schweiz.

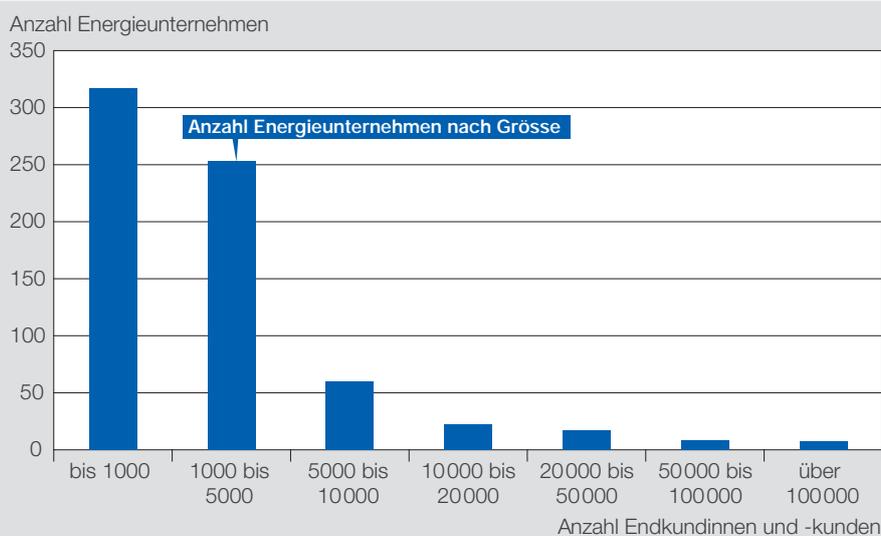


Abbildung 4.8: Energieunternehmen in der Schweiz nach Anzahl Endkundinnen und Endkunden (eigene Berechnung) im Jahr 2011. Es ist ersichtlich, wie viele sehr kleine Energieunternehmen es momentan in der Schweiz gibt. ewz befindet sich in der Grafik ganz rechts, bei über 100 000 Kundinnen und Kunden.

markt einzunehmen. Deshalb ist in den nächsten Jahren mit einer weiteren Markttöffnung zu rechnen, vor allem für Grosskundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, bei denen die Markttöffnung bereits 2009 eingeleitet wurde. In Kapitel 4.4.1 wurden die Auswirkungen einer Markttöffnung auf ewz aufgezeigt, wenn Kundenschaftsbewegungen stattfinden, wie sie im deutschen Markt beobachtet wurden. Die ewz-Strompreise zeichnen sich dadurch aus, dass sie für alle Kundenschaftsgruppen im schweizerischen Vergleich zu den tiefsten zählen. Dieses Faktum ist mithin ein Grund, dass seit 2009 ewz-Grosskundinnen und -kunden kaum den Netzzugang beantragten und den Lieferanten wechselten. Allerdings haben der tiefe Euro-Wechselkurs sowie die tiefen Strompreise in Europa die Differenz zwischen Marktpreis und Energietarif erheblich gemindert. Mit einer zunehmenden Markttöffnung nehmen deshalb auch die Anforderungen an ewz zu:

- In der Stadt Zürich sind viele national und international tätige Unternehmen vertreten. Diese könnten bei einer fortschreitenden Markttöffnung den Strom für alle Niederlassungen gemeinsam bei einem Lieferanten beziehen statt für jede einzelne Niederlassung beim jeweils ansässigen Energieunternehmen.

- Bei sich angleichenden Preisen sowie zunehmender Wettbewerbsintensität spielen Markt- und Kundennähe eine wichtige Rolle. Die Kundenbetreuung und Produktentwicklung sowie die Flexibilität der Angebotsgestaltung sind in einem sich öffnenden Markt wichtige Erfolgsfaktoren. Diese Kompetenzen muss sich ein Energieunternehmen, das bisher im Monopol agieren konnte, gezielt aneignen. Um für die kommenden Herausforderungen der Markttöffnung gewappnet zu sein, muss ewz weiterhin durch eine aktive Marktbearbeitung ihre Markterfahrung und Marktkompetenzen erhöhen und kundenorientierte Produkte und Dienstleistungen anbieten.

4.5. Exkurs zum Thema Eigenproduktion («Prosumer»).

In den letzten Jahren fand eine starke Senkung der PV-Modulpreise statt. Aus Sicht der Endkundinnen und -kunden erreicht

der Strom aus PV-Anlagen in absehbarer Zeit Netzparität, d. h. der durch die Endkundinnen und -kunden produzierte und gleichzeitig auch bezogene Strom aus der eigenen PV-Anlage kostet gleich viel wie der über das Netz bezogene Strom. Die Kosten, zu der die eigene PV-Anlage produziert, sind somit gleich hoch wie kommerziell produzierter und über das Netz gelieferter Strom. Damit wird die Eigenproduktion, d. h. die gleichzeitige Produktion und Nutzung des Stroms aus dezentralen (PV-)Anlagen für die Verbraucherinnen und Verbraucher zunehmend attraktiv und der Konsument wird vermehrt auch zum Produzenten, zum Prosumer.

Im Folgenden wird anhand einer Fallstudie exemplarisch aufgezeigt, wie sich die dezentrale Eigenproduktion auf den Netzbetreiber und den Stromlieferanten auswirken. Hierfür wird ein Berechnungsmodell eingesetzt, das auf den massgebenden Normen und Merkblättern des SIA (Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverband) basiert. Das Berechnungsmodell simuliert den Energiebedarf eines Gebäudes in stündlicher Auflösung für Raumwärme, Kühlung, Lüftung, Beleuchtung, Warmwasser und übrige Elektrogeräte.

Im Rahmen der Fallstudie wird ein Minerogie-P-Einfamilienhaus betrachtet, in dem eine Sole-Wasser-Wärmepumpe die Wärme für Raumheizung und Warmwasser bereitstellt. Der gesamte Energiebedarf des Gebäudes wird somit durch Strom und Erdwärme gedeckt. Auf dem Dach des Gebäudes ist eine PV-Anlage installiert, die eine Jahresproduktion in der Höhe des Strombedarfs des Gebäudes aufweist. Der Energiebedarf der einzelnen Anwendungen sowie die Jahresproduktion der PV-Anlage zeigt Abbildung 4.9. Für die klimatischen Bedingungen wird das Normklima der Stadt Zürich angenommen. Die Modellierung auf Stundenbasis ermöglicht die Betrachtung der Gleichzeitigkeit der Erzeugung und des Bedarfs. Weiter wird der Warmwasserboiler als regelbare Last betrachtet. Der Warmwasserspeicher wird dabei abhängig von der prognostizierten PV-Produktion, d. h. der erwarteten solaren Einstrahlung, geladen. Wird tagsüber eine hohe PV-Produktion erwartet, wird der Warmwasserspeicher nur bis zu einem Minimum geladen, um den Morgenbedarf de-

cken zu können. Wird umgekehrt tagsüber eine geringe PV-Produktion erwartet, wird der Boiler während der Nacht geladen. Abbildung 4.10 zeigt den monatlichen Strombedarf sowie die monatliche PV-Produktion, die gleichzeitig im Gebäude genutzt oder ins Netz abgegeben wird. Abbildung 4.11 zeigt die monatlichen Mengen, die ans Netz abgegeben und aus dem Netz bezogen werden.

In den Wintermonaten kann der grösste Teil der PV-Produktion gleichzeitig genutzt werden, während ab März bis Oktober die gleichzeitige Nutzung der PV-Produktion eine Obergrenze erreicht.

Umgekehrt fällt der aus dem Netz bezogene Strom in den Monaten April bis September auf rund einen Viertel des Niveaus der Wintermonate Januar und Dezember. Tabelle 4.6 zeigt den solaren Deckungs-

Strombilanz des Gebäudes für die Fallstudie «Prosumer».

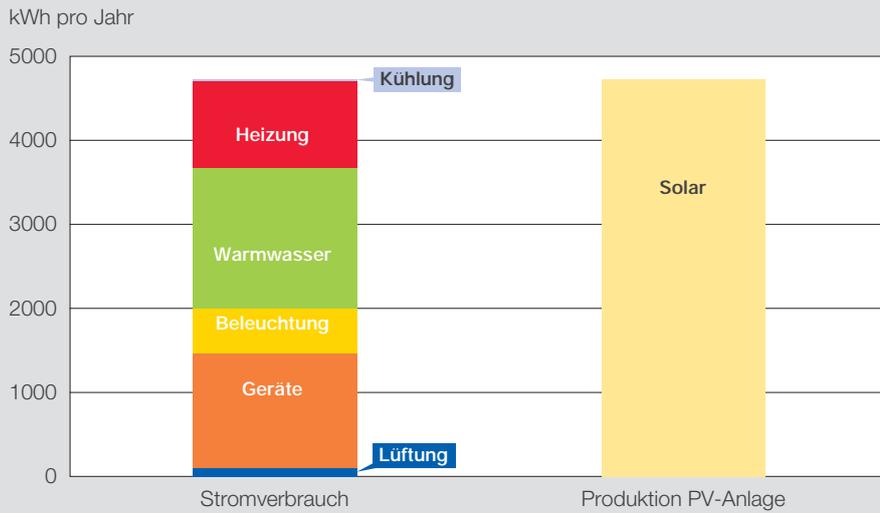


Abbildung 4.9: Endenergiebedarf des Gebäudes nach Verbraucherkategorie und Strom aus Eigenproduktion für die Fallstudie «Prosumer».

Monatlicher Verbrauch für die Fallstudie «Prosumer».

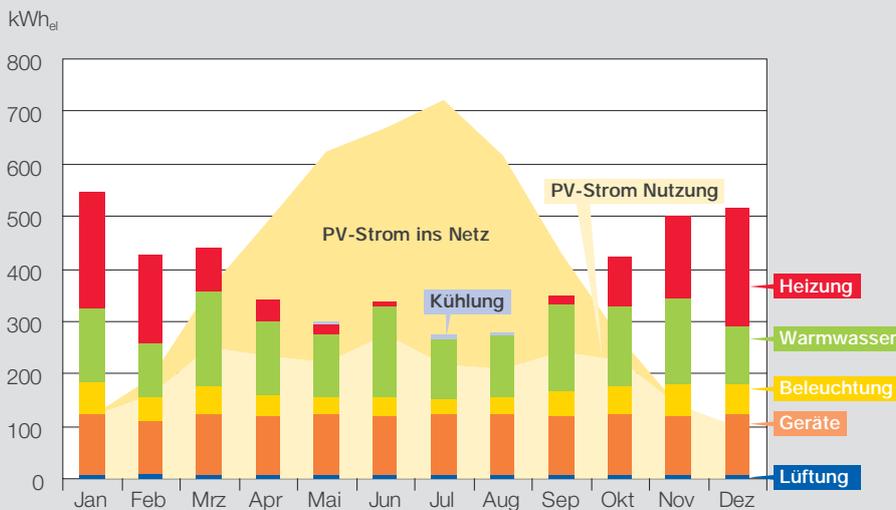


Abbildung 4.10: Monatlicher Verbrauch und Erzeugung von Elektrizität im Gebäude für die Fallstudie «Prosumer».

Deckungsgrad der verschiedenen Anwendungen nach Monaten.

Monat	Solarer Deckungsgrad (%)						Insgesamt
	Heizung	Kühlung	Lüftung	Licht	Geräte	Warmwasser	
Jan	16,5	kein Bedarf	32,4	3,5	26,1	34,8	22,1
Feb	21,3	kein Bedarf	43,0	3,9	35,5	79,4	37,5
Mrz	29,0	kein Bedarf	57,2	6,2	50,6	89,0	57,3
Apr	33,1	96,4	66,1	10,1	63,0	99,7	69,1
Mai	33,2	82,8	71,9	14,7	70,1	100,0	73,9
Jun	44,8	77,6	76,1	16,0	74,4	100,0	81,4
Jul	kein Bedarf	76,8	76,6	18,3	75,3	100,0	79,7
Aug	kein Bedarf	79,1	71,4	12,4	69,7	100,0	75,9
Sep	32,4	kein Bedarf	62,1	8,6	57,4	99,3	69,8
Okt	28,2	kein Bedarf	50,9	5,7	51,5	95,3	53,7
Nov	19,2	kein Bedarf	36,5	4,6	29,1	45,1	28,3
Dez	14,2	kein Bedarf	28,0	3,9	22,5	31,2	18,8

Tabelle 4.5: Deckungsgrad der verschiedenen Anwendungen nach Monaten.

Gleichzeitige Nutzung von PV-Strom und Netzbezug nach Anwendungen.

Anwendung	Strombedarf (kWh _{el} /a)	Genutzte Solarenergie (kWh _{el} /a)	Genutzte Netzenergie (kWh _{el} /a)	Deckungsgrad solar (%)
Heizung	1036,1	213,8	822,3	20,6
Kühlung	16,1	12,7	3,4	79,0
Lüftung	100,2	56,2	44,0	56,1
Beleuchtung	526,6	41,5	485,1	7,9
Geräte	1369,9	703,4	666,5	51,3
Warmwasser (intelligenter Boiler)	1678,9	1372,8	306,1	81,8
Insgesamt	4727,8	2400,4	2327,4	50,8
Abgabe PV-Strom ans Netz		2327,4		49,2

Tabelle 4.6: Gleichzeitige Nutzung von PV-Strom und Netzbezug nach Anwendungen.

Monatlicher Bezug und Einspeisung elektrischer Energie für die Fallstudie «Prosumer».

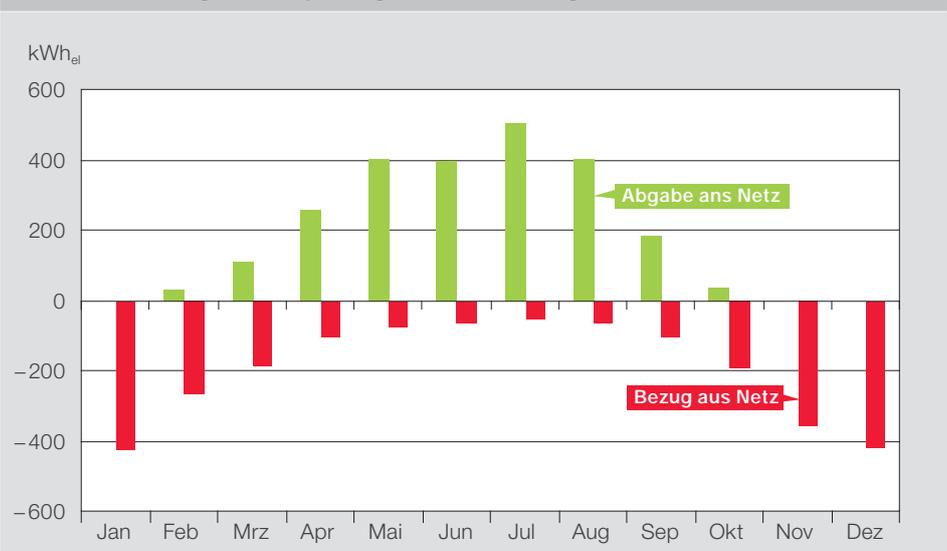


Abbildung 4.11: Monatlicher Bezug vom Netz und Einspeisung ins Netz für die Fallstudie «Prosumer».

grad der einzelnen Anwendungen nach Monaten. Während der Deckungsgrad bei der Heizung und der Beleuchtung auf Grund der fehlenden Gleichzeitigkeit (geringe Solarstrahlung im Winter, keine Solarstrahlung während der Nacht) tief sind, ist der Deckungsgrad bei der Kühlung auf Grund der Gleichzeitigkeit und beim Warmwasser v. a. auf Grund des intelligenten Betriebs des Warmwasserspeichers hoch. Ausgewählte Tagesverläufe mit einer geringen solaren Einstrahlung, einer hohen solaren Einstrahlung und einem Tag mit teilweiser Bewölkung zeigen die Abbildungen 4.12 bis 4.14.

Wie aus diesen Abbildungen ersichtlich, können in einzelnen Stunden Zustände auftreten, in denen das Gebäude weder Strom über das Netz bezieht noch Strom ins Netz abgibt. Bei diesem Beispiel ist dies während rund 1500 Stunden der Fall. Über das Jahr betrachtet wird rund die Hälfte des PV-Stroms gleichzeitig genutzt, wobei der Anteil des intelligenten Boilers am gleichzeitig genutzten PV-Strom rund 57 % beträgt (1372.8 von 2400.4 kWh, siehe Tabelle 4.7). Insgesamt bezieht der Haushalt nur noch rund 2327 kWh respektive rund 49 % seines jährlichen Strombedarfs über den Energielieferanten, die restlichen 51 % deckt der Haushalt – mit Hilfe des intelligenten Boilers – über die eigene PV-Anlage. Wird der Warmwasserspeicher wie gewohnt während der Nacht geladen, sinkt der Anteil des gleichzeitig genutzten PV-Stroms auf unter 25 % und der Haushalt bezieht rund 3700 kWh oder rund 80 % seines jährlichen Strombedarfs über das Netz vom Energielieferanten. Zusammenfassend können aus der Fallstudie, in welcher die PV-Produktion dem jährlichen Strombedarf entspricht, folgende Schlüsse gezogen werden:

- Ohne Lastverschiebung und intelligente Steuerung liegt der Grad der gleichzeitigen Nutzung bei rund 20 %. Mit Lastverschiebung und intelligenter Steuerung (Warmwasserspeicher, Laden von Elektroautos, dezentrale Akkumulatoren) lässt sich der Eigenversorgungsgrad deutlich erhöhen.

- Intelligente Steuerungen sind auf Informationen (z. B. Wetterprognosen) angewiesen und müssen das (individuelle) Verbraucherverhalten mit einbeziehen. Dies impliziert, dass Informations- und Kommunikationstechnologien nötig sind.

- Die traditionelle Energielieferung steht einerseits mit der dezentralen Erzeugung, andererseits und bedeutender mit intelligenten Steuerungen in Konkurrenz. Im betrachteten Fallbeispiel reduziert sich die Stromlieferung durch den Energielieferanten um 50 % auf Grund der dezentralen Produktion in Kombination mit intelligenten Steuerungen. Die Kundennachfrage verschiebt sich dadurch von der reinen Energielieferung hin zu Informations- und Kommunikationsdienstleistungen.

- Die Bepreisung der Energielieferung an Prosumer ist komplexer, da das durch den Energielieferanten zu deckende Profil (Residuallast) eine zusätzliche stochastische Komponente (Solarstrahlung) aufweist. Eine Ausnivellierung über eine genügend grosse Anzahl an Prosumern findet weniger ausgeprägt statt, da die Solarstrahlung in einem Gebiet eine hohe Korrelation aufweisen kann.

- Eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen, verbunden mit intelligenten Steuerungen kann zu stark unterschiedlichen Netzzuständen in einem Verteilnetz führen: die Palette reicht von der Einspeisung aus höheren Netzebenen über ein Gleichgewicht von Produktion und Bedarf bis hin zu hohen Rückspeisungen an sonnenreichen Tagen.

- Für Verteilnetzbetreiber wird die Sicherstellung der Netzqualität schwieriger. Gleichzeitig müssen sie weiterhin ausreichende Kapazitäten bereitstellen. Dezentrale Speicher respektive Speicher in Netzen können für die beiden Netzaufgaben (Qualität, Kapazität) interessante Möglichkeiten bieten.

- Die Änderungen der Anforderungen der Prosumer an die Verteilnetze erfordert auch eine Anpassung der Netztarifmodelle. Die Leistungskomponente, aber auch der Aspekt der Netzqualität wird wichtiger.

- Qualitativ können die Ergebnisse auf andere Nutzungen übertragen werden. Allerdings sinkt mit steigender Belegungsdichte (je nach Gebäudenutzung) das Potenzial der Eigenproduktion. So kann z. B. auf der Dachfläche eines 8-stöckigen Bürogebäudes nur rund 30 % des Jahresstrombedarfs (ohne Raumwärme) durch eine PV-Anlage abgedeckt werden. Je geringer der Anteil der Eigenproduktion am Jahresstrombedarf, desto höher ist jedoch

Verbrauch und Produktion (sonnenarmer Wintertag).

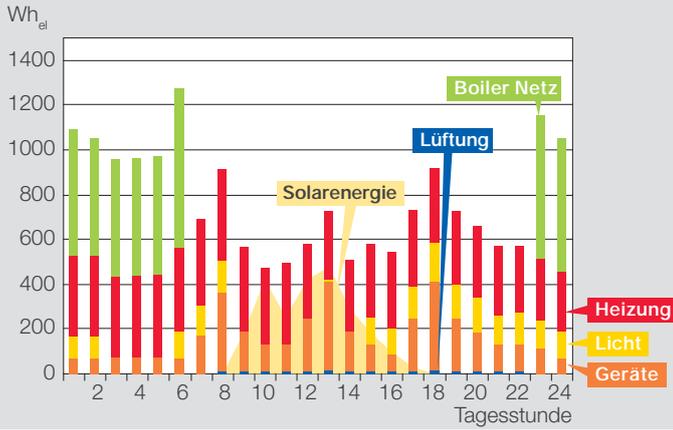


Abbildung 4.12a: Verbrauch und Produktion an einem sonnenarmen Wintertag.

Energiebezug und Einspeisung (sonnenarmer Wintertag).

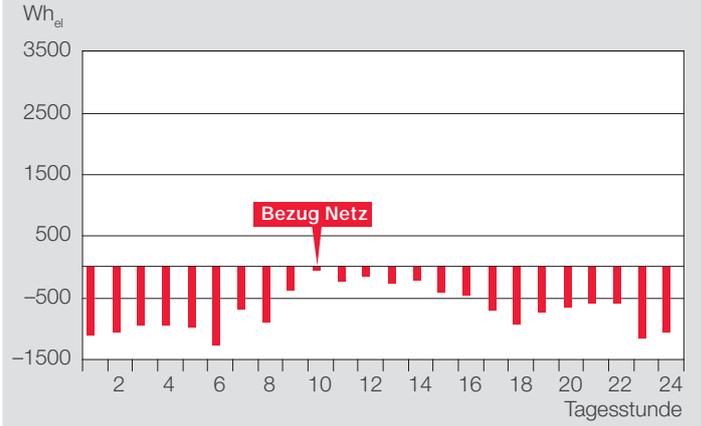


Abbildung 4.12b: Bezug und Einspeisung ins Netz an einem sonnenarmen Wintertag.

Verbrauch und Produktion (sonnenreicher Sommertag).

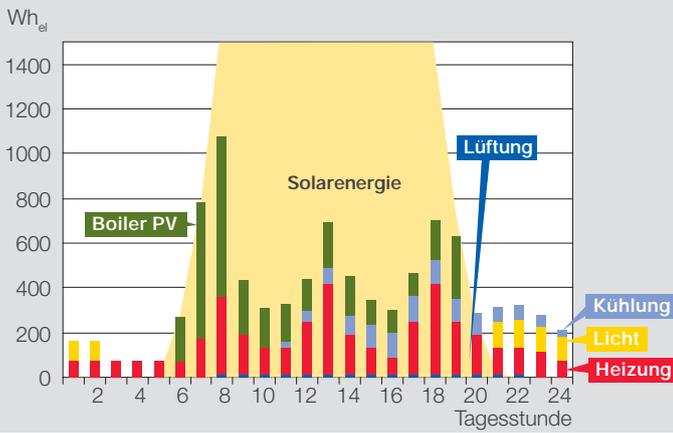


Abbildung 4.13a: Verbrauch und Produktion an einem sonnenreichen Tag mit hohem Kühlbedarf.

Energiebezug und Einspeisung (sonnenreicher Sommertag).

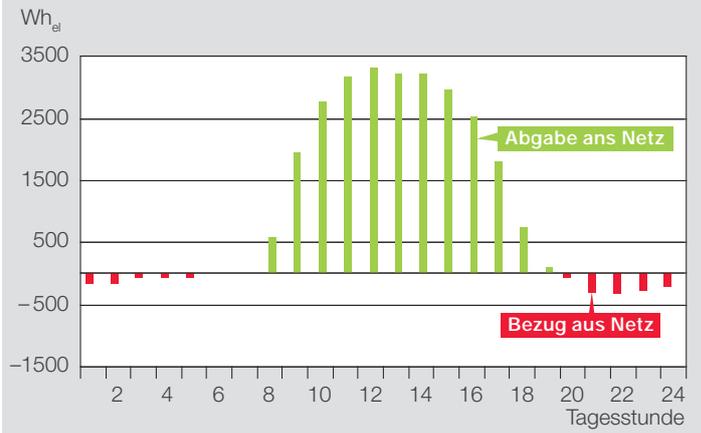


Abbildung 4.13b: Bezug und Einspeisung ins Netz an einem sonnenreichen Tag mit hohem Kühlbedarf.

Verbrauch und Produktion (bewölkter Sommertag).

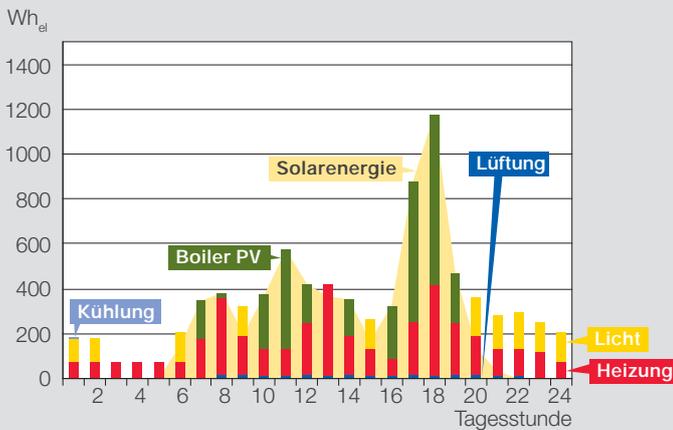


Abbildung 4.14a: Verbrauch und Produktion an einem bewölkten Sommertag.

Energiebezug und Einspeisung (bewölkter Sommertag).

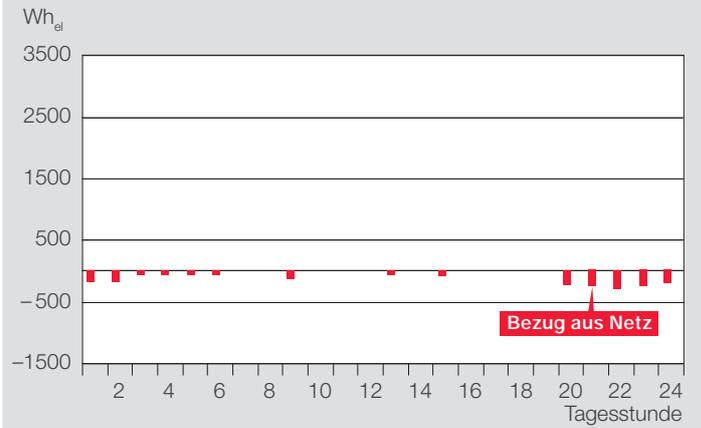


Abbildung 4.14b: Bezug und Einspeisung ins Netz an einem bewölkten Sommertag.

tendenziell das Potenzial der gleichzeitigen Nutzung des eigenerzeugten Stroms. Insbesondere wenn eine hohe Übereinstimmung des Belegungsprofils mit dem Profil der solaren Einstrahlung gegeben ist, d. h. die Nutzung tagsüber stattfindet.

5. Heutige Stromproduktion und Produktionstechnologien.

5.1. Heutiges Produktionsportfolio und Entwicklung in den letzten Jahren.

ewz verfügt über ein breites Portfolio von eigenen Wasserkraftwerken und Beteiligungen an Partnerwerken sowie Bezugsrechten für Strom aus Kernkraftwerken. In den letzten Jahren wurde der Zubau von Anlagen zur Gewinnung von neuen erneuerbaren Energien, insbesondere in den Bereichen Wind und Photovoltaik, verstärkt. Die folgenden Abschnitte liefern einen Überblick über die aktuellen Produktionsanlagen von ewz.

5.1.1. Wasserkraftwerke.

Kraftwerke an der Limmat.

Mit der wachsenden Nachfrage der Stadt Zürich nach elektrischer Energie haben auch die Kraftwerkskapazitäten zur Erzeugung von Elektrizität zugenommen. Mit dem ersten Kraftwerk an der Limmat beim Letten wurde 1892 zum ersten Mal Strom für die öffentliche Beleuchtung bereitgestellt. Es folgte nur wenige Jahre später der Bau des Kraftwerks Höngg, das, anfänglich im Privatbesitz, erst 1973 an ewz überging. 1930 wurde in Wettingen (Kanton Aargau) mit dem Bau eines Flusskraftwerks begonnen. Es ist heute das grösste der drei ewz-Flusskraftwerke an der Limmat.

Kraftwerke in Mittelbünden.

1902, zehn Jahre nach der Gründung von ewz und dem Bau des ersten Wasserkraftwerks an der Limmat, erwarb die Stadt Zürich von diversen Mittelbündner Gemeinden die Konzession zur Nutzung der Albula. In den folgenden Jahrzehnten konnte die Wasserkraftnutzung ins Oberhalbstein und später ins Domleschg erweitert werden. Die Kraftwerke in Mittelbünden – Hauptstrang ist eine Kaskade vom Marmoreraasee bis nach Sils und Rothenbrunnen – wurden seither kontinuierlich ausgebaut. Mit einem Jahresdurchschnitt von rund 740 GWh produzieren diese An-

lagen so viel Energie wie kein anderer Kraftwerksverbund, der sich vollständig in der Hand von ewz befindet.

Kraftwerke im Bergell.

Während die Mittelbündner Kraftwerkskaskade mit dem Bau einzelner Anlagen begonnen und dann sukzessive mit weiteren Anlagen ergänzt wurde, erfolgte der Bau der Bergeller Kraftwerke im Rahmen eines einzigen optimierten Projektes. Nachdem 1953 die Konzession zur Nutzung der Wasserkraft von den Bergeller Gemeinden erteilt wurde, konnten die Anlagen nach vierjähriger Bauzeit im Jahre 1960 in Betrieb genommen werden. Mit der Speichermöglichkeit des grossen Albignasees und der Möglichkeit Wasser zu pumpen, sind die Bergeller Kraftwerke insbesondere in der Lage, wertvolle Winterenergie zu produzieren. Es ist zudem möglich, Regelenergie bereitzustellen.

Die Partnerkraftwerke.

Das Modell des Partnerkraftwerks ist in der Schweiz eine weit verbreitete Eigentumsform, um den grossen Kapitalbedarf von Wasserkraftwerksprojekten und die damit verbundenen Risiken auf mehrere Parteien zu verteilen. Auch ewz ist an diversen Kraftwerken in der ganzen Schweiz beteiligt. Die Kraftwerke Wägital (SZ) baute ewz 1922 zusammen mit der Axpo. Die Beteiligung von ewz beträgt 50%. Das Kraftwerk verfügt über einen Speichersee (Wägitalersee), Pumpmöglichkeit und zwei Zentralen zur Turbinierung des Wassers.

Die Kraftwerke Oberhasli (KWO, Kanton Bern) erhielten 1925 die Konzession zur Nutzung der Wasserkraft im Haslital nördlich des Grimsels und im Gadmental. An der Kraftwerksgesellschaft mit insgesamt neun Zentralen ist ewz zu einem Sechstel beteiligt. Weitere Partner sind die Energieversorger der Städte Basel und Bern sowie die BKW. Die Nutzung der Wasserkraft am Hinterrhein erfolgte erst relativ spät.

Für die Realisierung der Kraftwerke Hinterrhein wurde 1949 ein Staatsvertrag zwischen der Schweiz und Italien abgeschlossen. Nach sechsjähriger Bauzeit konnte die Energieproduktion ab 1961/63 aufgenommen werden. ewz ist mit knapp 20% am Partnerwerk beteiligt.

Die Blenio Kraftwerke (OFIBLE, Kanton Tessin) wurden zwischen 1956 und 1963 errichtet und nutzen die Wasserkraft des Brenno. Dank der Erhöhung der Luzzone-Staumauer konnte die Speicherkapazität in den 90er Jahren vergrössert werden. ewz ist mit 17% am Partnerwerk betei-

ligt. Die Anlagen der Maggia Wasserkraftwerke (OFIMA, Kanton Tessin) wurden in zwei Etappen in den 50er und 60er Jahren errichtet. ewz besitzt eine Beteiligung von 10%, die zurzeit nicht selber genutzt, sondern bis 2016 an einen Partner abgetreten wird.

Tabelle 5.1 zeigt eine Übersicht der ewz-Wasserkraftwerke (Besitz und Beteiligungen), sowie ihren Standortkanton, die Jahresproduktion und das Ende der Konzessionen. Eine geografische Übersicht liefert Abbildung 5.1.

Übersicht der Wasserkraftwerke ewz.				
Bezeichnung	Kanton	Installierte Leistung	Jahresproduktion ¹	Konzessionsende
ewz-eigene Kraftwerke				
Letten (Limmat)	ZH	4 MW	21 GWh	2023
Höngg	ZH	1 MW	8 GWh	2057
Wettingen	AG	26 MW	135 GWh	2083
Mittelbünden	GR	216 MW	727 GWh	Verschiedene Laufzeiten (2022 – 2056)
Bergell	GR	209 MW	436 GWh	2039
Partnerkraftwerke				
Kraftwerke Wägital	SZ	54 MW	60 GWh	2040
Kraftwerke Oberhasli	BE	164 MW	353 GWh	2042
Kraftwerke Hinterrhein	GR	124 MW	259 GWh	2042
Blenio Kraftwerke	TI	71 MW	140 GWh	2042
Maggia Kraftwerke	TI	60 MW	126 GWh	2035 und 2048
Total		929 MW	2265 GWh	

Tabelle 5.1: Übersicht der Wasserkraftwerke ewz.

¹ Mittlere Produktion 2002 bis 2011, bei Partnerkraftwerken jeweils Anteil ewz.



Abbildung 5.1: Übersicht der Wasser- und Kernkraftwerke von ewz; eigene Anlagen und Partnerwerke.

5.1.2. Kernkraftwerke.

ewz bezieht Strom aus Kernkraftwerken in der Schweiz und Frankreich. Am Kernkraftwerk Gösgen ist ewz mit 15 % beteiligt und bezieht den entsprechenden Anteil der dort produzierten Elektrizität.

Über eine Beteiligungsgesellschaft²⁵ besitzt ewz Bezugsrechte für Strom aus den französischen Kernkraftwerken Bugey und Cattenom sowie aus dem Schweizer Kernkraftwerk Leibstadt. Die Kraftwerke in Frankreich werden vom französischen Unternehmen Électricité de France (EdF) betrieben.

Tabelle 5.2 stellt eine Übersicht der Kernkraftwerke dar, für welche ewz Bezugsrechte besitzt. Es werden der Standort, die

²⁵ Aktiengesellschaft für Kernenergiebeteiligung (AKEB).

installierte Leistung, die Jahresproduktion, sowie die für diese Studie angenommene Betriebsdauer angegeben. Eine geografische Übersicht liefert Abbildung 5.1.

5.1.3. Neue erneuerbare Energien.

ewz hat die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energiequellen in den letzten Jahren stark ausgebaut und ist bestrebt, diesen Weg weiter zu gehen. Die Erzeugungs- bzw. Beschaffungsstrategie ist abhängig von der jeweiligen technologischen Reife und der Marktsituation:

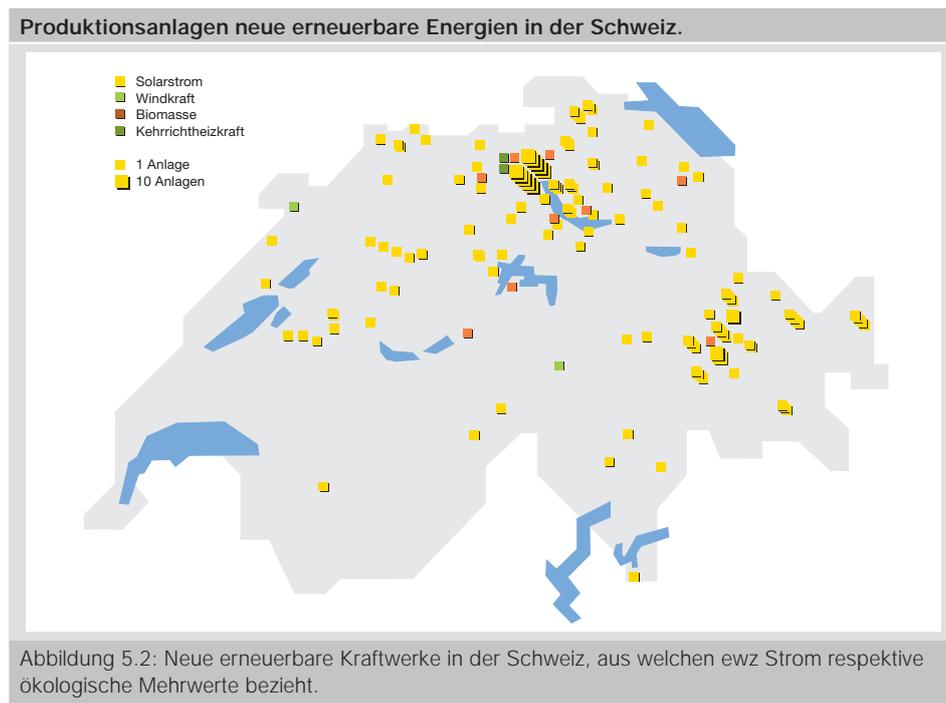
- **Beschaffung über Dritte.** ewz bezieht den physischen Strom respektive den ökologischen Mehrwert (naturemade-Zertifikate) über kurz- oder langfristige Bezugsverträge. Die Produzenten erhalten dabei eine kostendeckende Vergütung. Bei-

Übersicht der Kernkraftwerke ewz.				
Bezeichnung	Kanton, Land	Installierte Leistung	Jahresproduktion ¹	Betriebsdauer ²
Direkte Beteiligung				
Gösgen	Aargau	148 MW	1194 GWh	2029
Beteiligung via AKEB				
Bugey	Frankreich	66 MW	408 GWh	2018/19
Cattenom	Frankreich	41 MW	288 GWh	2030/31
Leibstadt	Aargau	36 MW	269 GWh	2034
Total		391 MW	2159 GWh	

Tabelle 5.2: Übersicht der Kernkraftwerke ewz.

¹ Mittlere Produktion 2002 bis 2011, bei Beteiligungen jeweils Anteil ewz.

² Annahmen der Betriebsdauer: 40 Jahre für Bugey und Cattenom, 50 Jahre für Gösgen und Leibstadt.



spielsweise wird Strom aus inländischen Photovoltaik- und Biomasseanlagen vornehmlich via Bezugsverträge beschafft.

■ **Beteiligung an Produktionsanlagen mit Partnern oder Eigenbesitz.** Insbesondere Windenergie wird mit Beteiligungen oder aus eigenen Anlagen beschafft. Im Rahmen von Pilotprojekten hat sich ewz an einem Solarthermiekraftwerk in Spanien beteiligt. Ebenfalls sieht ewz neue Geothermie-Erkundungsbohrungen unter Koordination der Geo-Energie Suisse AG vor. ewz ist mit sechs weiteren Partnern an der Geo-Energie Suisse AG beteiligt. Durch diesen Zusammenschluss erwartet ewz einen möglichst raschen und kosteneffizienten Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit tiefeingeothermischer Stromerzeugung.

Im Folgenden wird der heutige Stand von ewz bezüglich der relevanten Technologien erläutert. Abbildung 5.2 zeigt die Standorte der Anlagen zur Gewinnung neuer erneuerbarer Energien in der Schweiz, an denen

ewz beteiligt ist oder für die ewz Strombezugsverträge besitzt.

Wind²⁶.

ewz besitzt seit 2008 Windenergieanlagen in Deutschland. Derzeit werden fünf Windparks mit total 30 Windturbinen und einer installierten Gesamtleistung von 54,4 MW betrieben. Die Produktion im Jahr 2011 betrug rund 120 GWh. ewz tritt die Energie vorerst zu Gunsten eines Förderbetrages an das lokale Versorgungsnetz ab. Dafür erhält ewz eine kostendeckende Einspeisevergütung. Im Rahmen eines Pilotprojektes wird seit Sommer 2011 auf die kostendeckende Vergütung für den Windpark Dörnte verzichtet. Stattdessen wird der produzierte Strom physisch in den Bilanzkreis von ewz übertragen (19 GWh im Jahr 2011).

ewz hält eine Beteiligung von 20% am norwegischen Windpark Hog-Jæren. Der Park mit 26 Turbinen ist seit Sommer 2011

²⁶ Angaben zur Produktion gemäss Geschäftsbericht 2011 (ewz 2012).



in Betrieb, bis Herbst 2012 werden noch sechs weitere Turbinen gebaut. Die Gesamtleistung beträgt dann 73,6 MW mit einer, dank ausgezeichneten Windverhältnissen, geschätzten Jahresproduktion von rund 230 GWh (ewz-Anteil: 14,7 MW, rund 46 GWh). Der Strom wird vorerst nicht in die Schweiz übertragen (ewz-Anteil von 25 GWh im Jahr 2011). Langfristig strebt ewz die Übernahme seines Anteils der physischen Energie inklusive des ökologischen Mehrwertes an.

Ferner plant ewz verschiedene Windparks mit Partnern in der Schweiz; in der Surselva (GR) sollen mindestens 40 Windturbinen, auf dem Col du Mollendruz (VD) zwölf Windturbinen und in der waadtländischen Gemeinde Provence bis zu 30 Windturbinen entstehen (ewz 23. Juli 2012). Schliesslich prüft ewz weitere Onshore-Windprojekte sowie mögliche Beteiligungen an Offshore-Windparks im europäischen Ausland. Die geplanten sowie bereits realisierten Windenergieanlagen von ewz sind in Abbildung 5.3 dargestellt.

Photovoltaik.

ewz betreibt seit 1996 die ewz.solarstrombörse. Dabei werden mit externen Solarstromproduzenten aus der Schweiz langfristige Bezugsverträge, in der Regel über 20 Jahre, für den physischen Strom und den ökologischen Mehrwert abgeschlossen. Im Jahr 2011 gehörten 290 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 12,6 MW und einer Gesamtproduktion von 13,6 GWh zur ewz.solarstrombörse. Seit Beginn des Solarstromverkaufs konnte der Endkundenpreis bereits von 120 Rp./kWh auf 65 Rp./kWh (ab 1. Juli 2010) gesenkt werden. Er wird jährlich angepasst und sinkt somit weiter. Kurzfristige Schwankungen der Nachfrage von ewz-Kunden und -Kundinnen nach Solarstrom werden durch kurzfristige Bezugsverträge mit weiteren Produzenten gedeckt. In Ergänzung dazu besitzt ewz einzelne PV-Anlagen auf den eigenen Gebäuden und betreibt solche im Rahmen von Energiedienstleistungen.

Übersicht der Anlagen neuer erneuerbaren Energien von ewz.			
Technologie	Organisationsform	Absatzform	Produktion 2011
Windkraft			
Windparks Deutschland	Eigene Werke	Nutzung der lokalen Fördermodelle (Energie wird abgetreten)	102 GWh
		Pilotprojekt Windpark Dörnte: Übertragung in ewz-Bilanzkreis (physisch und Zertifikat)	19 GWh
Hog Jæren, Norwegen	Beteiligung	Übernahme der Zertifikate durch ewz, keine Übernahme des physischen Stroms.	25 GWh
Anlagen von Dritten (Schweiz z. B. St. Brais, Gütsch)	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	21 GWh
Photovoltaik			
ewz.solarstrombörse (Schweiz) sowie weitere Anlagen von Dritten	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	13,5 GWh
Solarthermie			
Puerto Errado 2, Spanien	Beteiligung	Nutzung der lokalen Fördermodelle (Energie wird abgetreten)	(ca. 5 GWh ab 2012)
Biomasse			
Anlagen von Dritten (Schweiz z. B. Holzheizkraftwerk Aubrugg)	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	19,5 GWh
Total			200 GWh (ca. 205 ab 2012)
Tabelle 5.3: Übersicht der Anlagen neuer erneuerbaren Energien von ewz; Absatzform und Produktion im Jahr 2011.			

Solarthermie.

ewz konnte sich 2011 im Rahmen eines Pilotprojektes am spanischen Solarthermieprojekt Puerto Errado 2 mit 10% beteiligen. Das Kraftwerk basiert auf der neuartigen linearen Fresneltechnologie und ist weltweit das erste kommerzielle Kraftwerk seiner Art. Die elektrische Leistung der Anlage soll bei Fertigstellung 30 MW betragen und lässt eine jährliche Stromproduktion von etwa 48 GWh erwarten. Das Kraftwerk hat im Sommer 2012 seinen Betrieb aufgenommen. Der produzierte Strom wird vorerst zu Gunsten eines kostendeckenden Tarifs abgetreten.

Biomasse.

ewz bezieht Biomassestrom von Dritten aus der Schweiz über lang- und kurzfristige Bezugsverträge (physischer Strom respektive ökologischer Mehrwert). Anteile davon werden durch Strom aus industriellen Biogasanlagen gedeckt. Dieser ist zwar teuer, ewz erhält aber durch die Abnahmeverträge auch Einblick in den Betrieb von Biomasseanlagen (vor allem in den biogenen Abfallmarkt). Ferner unterstützt ewz die Holzvergasungsanlage der Genossenschaft Stans, die ohne den langfristigen Abnahmevertrag mit ewz nicht hätte gebaut werden können. Auch hier erhält ewz exklusiv Einblick in den Betrieb einer der ersten Holzvergasungsanlagen der Schweiz. Da die Realisierung von Biomasseprojekten sehr komplex ist, wird ewz auch in Zukunft Biomassestrom mehrheitlich über lang- und kurzfristige Bezugsverträge beschaffen. Eine Beteiligung an geeigneten Projekten mit Partnern oder auch ein Eigenbau und Eigenbetrieb, z. B. im Rahmen eines Energiecontractings, sollen

jedoch auch in Zukunft geprüft werden.

Tabelle 5.3 zeigt eine Zusammenstellung der ewz-Beteiligungen und ewz-Anlagen. Dargestellt sind die Produktion, die lokale Fördermodelle nutzt (keine physische Übernahme durch ewz) und die Produktion von Dritten, die physisch von ewz übernommen wird. Die Produktion kann sich vom Absatz an die ewz-Endkundinnen und -kunden unterscheiden; bei einem hohen Kundenbedarf beschafft ewz zusätzlich Zertifikate ohne physische Übernahme des Stroms (in der Tabelle nicht dargestellt).

5.1.4. Übersicht der heutigen Stromproduktion.

In Tabelle 5.4 sind die installierte Leistung sowie die durchschnittliche Jahresproduktion aller Anlagen von ewz zusammengefasst. Die Konzessionen der Wasserkraftwerke laufen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten aus, sodass die Frage nach der Neukonzessionierung der Anlagen von grosser Bedeutung ist.

5.2. Technologien für die zukünftigen Produktionsszenarien.

Ausgehend von den zurzeit bereits eingesetzten Produktionstechnologien wird im folgenden Abschnitt dargestellt, aus welchen Technologien das zukünftige Produktionsportfolio von ewz zusammengesetzt werden soll. Bei der Festlegung der relevanten Technologien sind folgende Kriterien verwendet worden:

■ **Erwartetes Potenzial:** Die Technologie soll mittel- bis langfristig einen bedeutenden Beitrag zur Sicherung einer ausreichenden, wirtschaftlichen und möglichst umweltschonenden Stromproduktion liefern.

■ **Reifegrad und Diffusion:** Technologien, die sich erst in der Forschung und Entwicklungsphase befinden, werden nicht detailliert beschrieben und fliessen nicht in die Berechnung der Produktionsszenarien ein. Das heisst, es werden nur Technologien berücksichtigt, bei denen eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit möglich ist.

■ **Energiepolitische Rahmenbedingungen:** Die Technologie muss den energiepolitischen Zielsetzungen des Unternehmens und der Stadt Zürich entsprechen.

Installierte Leistung und Stromproduktion von ewz (2011).		
Technologie	Installierte Leistung	Jahresproduktion
Wasserkraft	929 MW	2265 GWh ¹
Kernenergie	291 MW	2159 GWh ¹
Neue erneuerbare Energien	95 MW	200 GWh
▪ Wind	66,4 MW	167 GWh
▪ PV (Solarstrombörse)	12,6 MW	13,5 GWh
▪ Solarthermie (ab 2012)	(3 MW)	(5 GWh)
▪ Biomasse	16 MW ²	19,5 GWh

Tabelle 5.4: Installierte Leistung und Stromproduktion von ewz.
¹ Mittlere Produktion 2002 bis 2011, bei Beteiligungen jeweils Anteil ewz.
² Anlagen unter Vertrag, davon 12 MW langfristige Verträge.

Basierend auf diesen Kriterien sind einzelne Technologien aus einer weiteren Prüfung im Rahmen der Produktionsszenarien ausgeschlossen worden.

5.2.1. Potenzial.

Die nachfolgend erwähnten Potenzial-Definitionen (Abbildung 5.4) sind in Studien und Einschätzungen zu Potenzialen die allgemein akzeptierte Grundlage, wobei es in der genauen Auslegung Differenzen geben kann²⁷.

Für eine realistische Einschätzung der Potenziale sind Angaben zum «erwarteten Potenzial» am interessantesten. Dieses bildet einen Ausschnitt aus dem technisch Möglichen, basierend auf Annahmen zu den ökologischen Rahmenbedingungen, den Gesamtkosten und der sozialen Akzeptanz.

■ **Theoretisches Potenzial:** Es umfasst das gesamte zu einem bestimmten Zeitpunkt und innerhalb einer gegebenen Region physikalisch nutzbare Energie-Angebot eines Energieträgers oder einer Energietechnik.

■ **Technisches Potenzial:** Der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Einschränkungen nutzbar ist.

■ **Ökologisches Potenzial:** Durch die Nutzung der Energiequellen werden der Lebensraum sowie die Wechselwirkungen zwischen den Lebewesen und ihrer Umwelt nicht irreversibel beeinträchtigt.

■ **Wirtschaftliches Potenzial:** Die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) für die Energieumwandlung einer Energiequelle liegen in der gleichen Bandbreite wie die Gesamtkosten konkurrierender Energiequellen. Durch den Einsatz von energiepolitischen Instrumenten kann dieses Potenzial erweitert werden. Das wirtschaftliche Potenzial bleibt nicht konstant, sondern verändert sich entsprechend der Kosten- und Preisentwicklung.

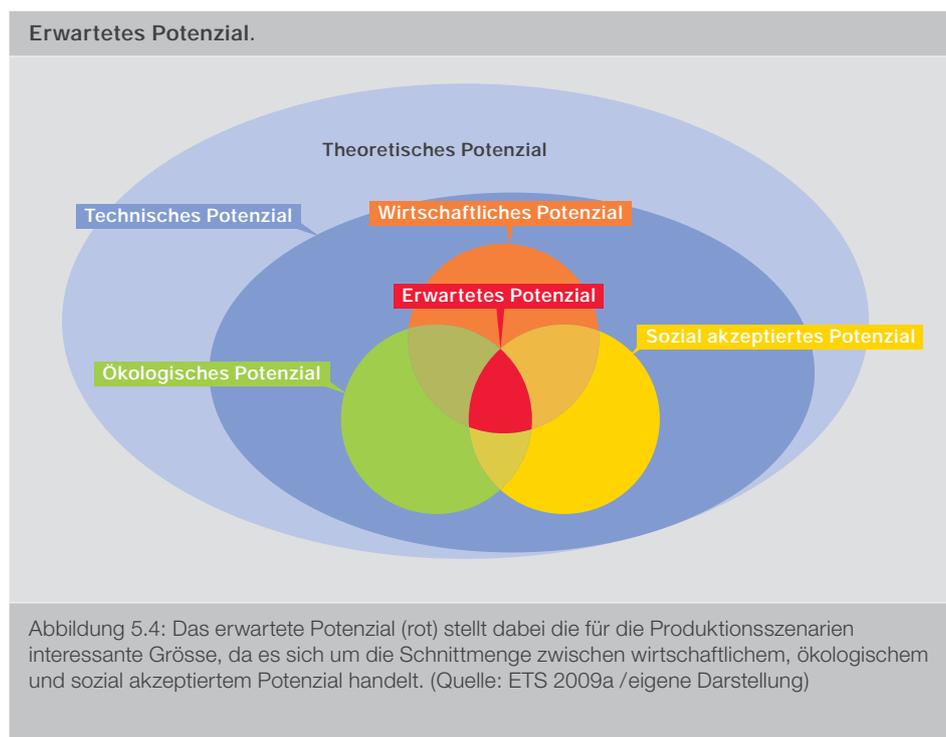
■ **Sozial akzeptiertes Potenzial:** Das Potenzial, das unter Berücksichtigung der sozialen Akzeptanz genutzt werden kann (z. B. aus landschaftsästhetischen Gründen oder wegen Informationsdefiziten).

■ **Erwartetes Potenzial:** Die Schnittmenge der genannten Potenziale (rot eingefärbt).

Definition von Potenzialen.

Zur Veranschaulichung der verschiedenen Arten von Potenzialen sollen die PV-Potenziale in der Schweiz als Beispiel dienen. Das theoretische Potenzial wäre in diesem Fall das Potenzial, das erzielt wird, wenn die gesamte Fläche der Schweiz mit PV-

²⁷ Für eine Übersicht sei auf Energie Dialog Schweiz (ETS 2009a) verwiesen.



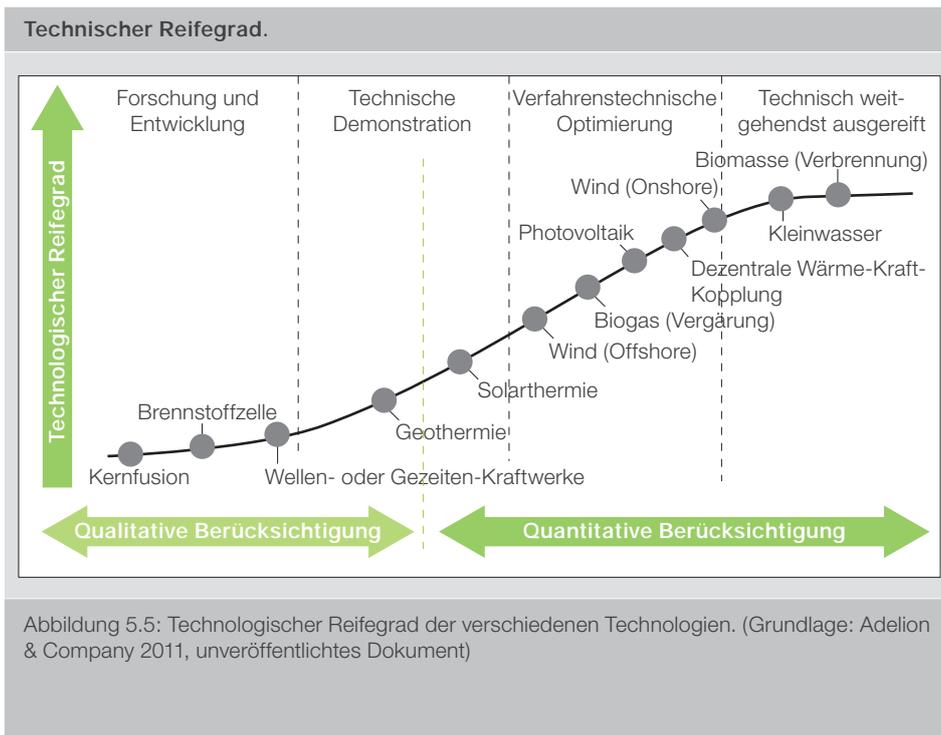
Anlagen zugebaut wird. Das technische Potenzial schliesst von dieser Maximalfläche jene Gebiete aus, die zurzeit technisch nicht genutzt werden können, beispielsweise steile, abgelegene Berghänge, Strassen etc. Dieses Potenzial wird in verschiedenen Studien auf zwischen rund 5 TWh und 30 TWh geschätzt (ETS, Energie-Strategie 2050. Impulse für die schweizerische Energiepolitik 2009a).

Eine starke Einschränkung des Potenzials erfolgt durch Anwendung des Begriffes des wirtschaftlichen Potenzials. Ohne Fördermodelle ist Strom aus PV-Anlagen in der Schweiz (noch) nicht wettbewerbsfähig. Wenn die Höhe der Fördermodelle als Richtwert für die Wirtschaftlichkeit angenommen wird, fallen alle Flächen weg, die entweder zu hohe Investitionskosten verursachen (beispielsweise hohe Investitionen für den Netzanschluss in abgelegenen Gebieten) oder nur mit tiefen Volllaststunden betrieben werden können (beispielsweise beschattete Anlagen oder Anlagen an meteorologisch ungünstig gelegenen Standorten) und dadurch Produktionskosten verursachen, die über den Fördersätzen liegen. Mit dem technischen Fortschritt, der Verbesserung der Wirkungsgrade und der Massenproduktion von PV-Komponenten können die Kosten gesenkt und die Produktion erhöht werden. Dadurch nimmt das wirtschaftliche Potenzial im Zeitverlauf zu.

Schliesslich schränkt die soziale Akzeptanz den Bau von PV-Anlagen weiter ein. Die Nutzung von Dächern oder Fassaden von denkmalgeschützten Gebäuden ist auf Grund der Beeinträchtigung des Stadtbildes und der fehlenden sozialen Akzeptanz nicht möglich. Dadurch, dass PV-Anlagen keine irreversiblen Schäden an Natur und Umwelt anrichten, erfolgt keine Einschränkung auf Grund des ökologischen Potenzials. Die Schnittstelle aller dieser Potenziale stellt das erwartete Potenzial dar. Die Schätzung für 2050 liegt bei bis zu 10 TWh jährlich (ETS 2009a).

5.2.2. Reifegrad und Diffusion.

Der aktuelle Entwicklungsstand einzelner Technologien erlaubt nur sehr unsichere Schätzungen zu den zukünftigen Investitions- und Produktionskosten. Abbildung 5.5 veranschaulicht, wie die technologische Reife für die einzelnen Technologien beurteilt werden kann. Technologien, die sich gegenwärtig erst in der Forschungs- und Entwicklungsphase (F & E) befinden, werden in diesem Bericht nicht weiter verfolgt. Ihre kommerziellen Anwendungsmöglichkeiten sind sehr schwer abzuschätzen. Informationen zu den Investitionskosten fehlen deshalb weitgehend. Aus diesem Grund werden folgende Technologien nicht in die Produktionsszenarien einbezogen:



■ **Kernfusion:** Diese Technologie befindet sich zurzeit noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Es ist offen, ob und wann kommerzielle Anlagen auf den Markt kommen werden und zu welchen Kosten.

■ **Brennstoffzellen:** Der Betrieb von Brennstoffzellen ist erst dann energetisch sinnvoll, wenn die Herstellung des Wasserstoffes mit erneuerbaren Energien erfolgt. Solarstrom dürfte dafür mittelfristig nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Der Betrieb mit Biogas konkurriert mit anderen Verwendungsarten und wird, obwohl denkbar, nicht weiter verfolgt.

■ **Wellen- und Gezeitenkraftwerke:** Es bestehen zwar bereits einzelne Pilotkraftwerke, die Technologie befindet sich allerdings noch in der Entwicklungsphase. Es fehlen weitgehend detaillierte Standortstudien zum Potenzial und zu den Umweltauswirkungen. Die Weiterentwicklung und Diffusion dieser Technologie wird stark von der Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen abhängen.

■ **Geothermie:** Diese Technologie könnte in geologisch günstigen Gebieten eine CO₂-arme Grundlast-Stromerzeugung erlauben. Zurzeit befindet sich diese Technologie in der F & E-Phase. Ihre Wirkungsgrade sind tief und es fehlen weitgehend Schätzungen zu den Produktionskosten für grössere kommerzielle Anlagen. Die Anlagen sind hauptsächlich wärmegeführt, Standortentscheide müssen das Vorhandensein von Wärmesenken berücksichtigen. Wegen den technischen und wirt-

schaftlichen Unsicherheiten, die mit der Nutzung der Geothermie verbunden sind, wird diese Technologie nicht in die Produktionsszenarien aufgenommen. Die Entwicklung dieser Technologie ist aber nicht aus den Augen zu verlieren, da sie mittel- bis langfristig eine interessante Ergänzung zu den anderen neuen erneuerbaren Energiequellen ist. Mit der Beteiligung von ewz an Geo-Energie Suisse AG können Fortschritte bei der Nutzung von Geothermie aus der Nähe verfolgt werden.

■ **Sequestrierung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS):** Die Sequestrierung von CO₂ stellt keine eigentliche Erzeugungstechnologie dar (und ist deswegen auch nicht in Abbildung 5.5 dargestellt), ist allerdings in Zusammenhang mit den Potenzialen und Kosten von fossilen Grossanlagen zu betrachten. In Deutschland, dem (west-)europäischen Land mit den geeignetsten Rahmenbedingungen für CCS (Vorhandensein von Kohlekraftwerken und möglichen Lagerstätten), fehlen der politische Wille und die soziale Akzeptanz zur Realisierung dieser Technologie weitgehend. Die Technologie ist technisch noch nicht ausgereift (erste Anlagen-Prototypen sind gebaut worden) und die Kosten für die Sequestrierung sind sehr hoch. Somit ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erst bei höheren CO₂-Preisen gegeben (ab rund 45 Euro pro Tonne CO₂). Projekte in Deutschland sind sistiert worden. Auf Grund der tiefen sozialen Akzeptanz, mangelnder Wirtschaftlichkeit und fehlender Erfahrung mit

Geographische Systemgrenze der Technologien.

	Konventionelle				Neue erneuerbare Energien						
	KVA	Hydro ²	KKW ¹	GuD	Dezentrale WKK	Bio-masse	Klein-wasser-kraft	Wind	PV	Solar-thermisch	Geothermie
Regional, national	■	■	■	■	■	■	■	■	■		■
Angrenzendes Ausland		■	■	■				■	■		
Europa und angrenzendes Ausland		■						■	■	■	

¹ KKW: ausschliesslich bestehende Kernkraftwerke berücksichtigt.

² Fokus bei Wasserkraft: Schweiz und angrenzendes Ausland. Grundsätzlich auch Beteiligungen in Märkten ausserhalb Zentraleuropa möglich. Nicht berücksichtigt:

- Marine Erneuerbare: diverse Systeme befinden sich bereits in der Erprobungsphase (Gezeitenströmung, Tidenhub, Wellenkraft, Osmose). Bis heute hat sich kein System als (kostenseitig) überlegen herausgestellt. Wegen der sehr unsicheren Potenziale wird auf Berücksichtigung in dieser Studie verzichtet.

- Kohle, Braunkohle: Beteiligung nicht vereinbar mit Gemeindeordnung der Stadt Zürich, Art. 2ter 4, Absatz b

Abbildung 5.6: Geographische Systemgrenze der Technologien. (eigene Darstellung)

kommerziellen Anlagen wird diese Technologie nicht in die Produktionsszenarien als mögliche Ergänzung von fossilen Kraftwerken aufgenommen. Zu beachten sind die unterschiedlichen geographischen Grenzen der analysierten Technologien. Diese sind hauptsächlich in den erwarteten in- und ausländischen Potenzialen begründet (Abbildungen 5.6 und 5.7).

5.2.3. Energiepolitische Rahmenbedingungen.

Schliesslich sollen die Produktionsszenarien nur Technologien einbeziehen, welche die energiepolitischen Zielsetzungen des Unternehmens und der Stadt Zürich verwirklichen können. Grundlage für diese Beurteilung bildet einerseits die Gemeindeordnung, andererseits die Unternehmensstrategie von ewz.

■ **Kohle:** Der Bau oder die Beteiligung an Kohlekraftwerken widerspricht den energiepolitischen Zielsetzungen der Stadt Zürich (2000-Watt-Gesellschaft). Diese Technologie fliesst nicht in die Produktionsszenarien ein.

■ **Kernenergie:** Die Stadt Zürich hat sich bereits im Jahr 2008 für einen Verzicht auf neue Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen ausgesprochen. Im Frühjahr 2012 wurden zwei Motionen des Gemeinderates überwiesen, die ein Auslaufen der Beteiligungen und Bezugs-

rechte an Kernenergieanlagen bis zum Jahr 2034 und die Erarbeitung einer entsprechenden verbindlichen Strategie verlangen. Die Umsetzung der Motionen erfordert eine Anpassung der Gemeindeordnung, der in einer Volksabstimmung zugestimmt werden muss. Diese Rahmenbedingungen werden in den Produktionsszenarien übernommen. Somit werden bestehende Bezugsrechte an Kernkraftwerken nicht erneuert. Die Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen laufen spätestens 2034 aus.

■ Die dezentrale Stromversorgung mittels **WKK-Anlagen**²⁸, die durch fossile Brennstoffe betrieben werden, wird durch ewz auch in Zukunft nicht aktiv weiterverfolgt. Aus Sicht der 2000-Watt-Gesellschaft ist langfristig eine nichtfossile Wärmeerzeugung anzustreben. Um dieses Ziel in der Wärmeversorgung zu erreichen, ist primär die Effizienz des Gebäudebestandes zu verbessern (Sanierung, effiziente Neubauten). Danach sind lokal vorhandene Abwärmequellen (ARA, KVA, grosse Kälteerzeuger) sowie erneuerbare Energiequellen (Erdwärme, Grundwasser, Umgebungsluft, Solarwärme) zu nutzen. Erst in letzter Priorität sollen fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Im nicht sanierten Gebäudebestand läuft man Gefahr, dass durch

²⁸ Siehe auch Exkurs 5.3.

Heutige und potenzielle Standorte für ausgewählte Produktionstechnologien.



Abbildung 5.7: Heutige Standorte der Anlagen und potenzielle Standorte für die zukünftigen Technologien. (eigene Darstellung)

die Koppelung der Wärme- und Stromerzeugung Sanierungsprojekte künftig nicht durchgeführt werden. Die vor der Sanierung installierte Wärmeerzeugung wäre dann für den sanierten Zustand falsch ausgelegt und müsste vor Ablauf der Lebensdauer ersetzt werden. Damit beschränkt sich der sinnvolle Einsatz für WKK-Anlagen auf den langfristig nicht sanierbaren Gebäudebestand sowie die Bereitstellung von Prozesswärme, für die keine Wärmequelle mit hohem Temperaturniveau zur Verfügung steht (z. B. KVA für reine Heizzwecke, aber z. B. auch ARA oder Grundwasser). Dieses Potenzial für WKK wird für die Stadt Zürich als gering eingestuft. (Jakob, et al. 2012) Nur in Einzelfällen können WKK-Anlagen eine interessante Option darstellen, insbesondere wenn sie mit erneuerbaren Energieträgern (Biogas) betrieben werden. Zudem ist es sinnvoll, bei der Verstromung von Biomasse die Abwärme in einem Nah- oder Fernwärmeverbund zu nutzen (z. B. Holzheizkraftwerk Aubrugg).

■ **Fossile Grossanlagen** (z. B. Gas- und Dampfkraftwerke)²⁹: Grundsätzlich widerspricht der Bezug von Strom aus Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) den Klima- und umweltpolitischen Zielsetzungen der Stadt Zürich. Auf Grund des zunehmenden Bedarfs an Kompensationskapazitäten – wegen des starken Wachstums bei den neuen erneuerbaren Energien – ist denkbar, dass GuD-Anlagen in einer Übergangsphase zum Ausgleich der stochastischen Produktionsschwankungen eingesetzt werden. Es wird dabei eine vollständige CO₂-Kompensation vorausgesetzt. Weiter wird angenommen, dass sich in der Schweiz betriebene Werke mittelfristig am europäischen Emissionshandelssystem (ETS) beteiligen, um ihre (gesamten) Emissionen zu kompensieren. Das setzt voraus, dass langfristig keine Vorschriften bestehen, einen Teil der CO₂-Emissionen zwingend im Inland kompensieren zu müssen. Damit könnte auch die Wirtschaftlichkeit eines Zubaus von GuD in der Schweiz verbessert werden. Durch eine Veränderung der angenommenen CO₂-Preise kann die Wirkung einer Verteuerung der Kompensationszahlungen auf die Gestehungskosten quantifiziert werden. Zudem werden im Gegensatz zu

WKK-Anlagen keine Abhängigkeiten zwischen Stromerzeugung und einem generell sanierungsbedürftigen Gebäudebestand geschaffen.

Alle Technologien zur Nutzung von neuen erneuerbaren Energien (ausser Geothermie) sowie von Wasserkraft werden in die Analyse aufgenommen und grundsätzlich in den Produktionsszenarien berücksichtigt.

Fazit.

Die Technologien werden wie folgt zur Bildung ausgewählter Produktionsszenarien einbezogen:

- **Kohlekraftwerke**: werden nicht berücksichtigt.
- **Kernkraftwerke**: in die Produktionsszenarien fliessen nur bestehende Bezugsrechte ein. Das Auslaufen der Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen erfolgt bis spätestens im Jahr 2034.
- **Fossil betriebene Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK)**: es wird keine aktive Investitionsstrategie seitens ewz angenommen.
- **CO₂-Sequestrierung (CCS)**: wegen fehlender sozialer und politischer Akzeptanz wird diese Möglichkeit nicht weiter verfolgt.
- **Kernfusion, Meeresenergie (Wellen- und Gezeitenkraftwerke), Brennstoffzellen**: werden wegen fehlender Marktreife nicht berücksichtigt.
- **Geothermie**: wird auf Grund der technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten nicht quantitativ in die Produktionsszenarien mit einbezogen. Dieser Technologie ist allerdings grosse Aufmerksamkeit zu schenken, da sie in Zukunft eine interessante Ergänzung zu den anderen Technologien zur Gewinnung neuer erneuerbarer Energien sein könnte. Im Rahmen von Pilotprojekten sollen hierzu Erfahrungen gesammelt werden.
- **Dezentrale, mit erneuerbaren Energien betriebene WKK (Biogas)**: Diese Technologie wird im Bereich Biomasse quantitativ in die Produktionsszenarien mit einbezogen. Langfristige Bezugsrechte von inländischen Anlagen stehen bei dieser Technologie im Vordergrund.
- **Wasserkraft**: Das Potenzial, neue Wasserkraftanlagen zu erwerben ist sehr beschränkt. Im Ausland besteht es aus einzelnen Anlagen, im Inland ist der Markt

²⁹ Siehe auch Exkurs 5.3.

vollkommen ausgetrocknet (ausser Kleinwasserkraft). Deswegen zielen die Produktionsszenarien auf eine Weiterführung der bestehenden Anlagen ab (Rekonzessionierung). Unabhängig davon, werden Opportunitäten zur Akquisition von einzelnen Anlagen im Ausland weiter verfolgt.

■ **Wind, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie:** Diese Technologien werden bei der Bildung der Produktionsszenarien mit einbezogen. Die Investitionen können sowohl im In- wie auch im Ausland erfolgen (ausser Biomasse) und es werden, sofern vorhanden, nationale Einspeisemodelle genutzt. Eine Ausnahme bildet Photovoltaik in der Schweiz (Solarstrombörse) und Biomasse (Bezugsrechte).

■ **GuD:** Diese Technologie wird mit vollständiger Kompensation der CO₂-Emissionen in einem Produktionsszenario mit einbezogen.

5.3. Exkurs: Wärmekraftkopplungsanlagen oder Gas- und Dampfkraftwerke?

Auf Grund der bestehenden Diskussionen hinsichtlich der Bedeutung von Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) sowie Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) in der zukünftigen schweizerischen Stromversorgung stellt der Exkurs die technischen, wirtschaftlichen und strategischen Vor- und Nachteile dieser beiden Techno-

logien kurz vor. Darauf gestützt wird ein Vergleich der beiden Stromerzeugungsarten gemacht und deren Bedeutung für das zukünftige Stromproduktionsportfolio von ewz abgeleitet.

5.3.1. Wärmekraftkopplung.

Thermische Kraftwerke wandeln die chemische Energie eines Energieträgers (Öl, Gas, Biomasse) in elektrische Energie um. Dabei fällt ein Teil der Eingangsenergie als Abwärme an. Bei Wärmekraftkopplungsanlagen wird die anfallende Abwärme weiter als Heiz- oder Prozesswärme genutzt. Somit erhöht sich der Gesamtnutzungsgrad der Anlage und der Brennstoff wird effizienter genutzt.

Nach der Definition des BFE muss eine WKK-Anlage mindestens 5 % der eingesetzten Energie in Elektrizität umwandeln und der Gesamtnutzungsgrad für Wärme und Elektrizität muss mindestens 60 % betragen (BFE, 2010b). WKK-Anlagen werden Klein- oder Grossanlagen zugeordnet, wobei 1 MW installierte elektrische Leistung die Grenze bildet.

Bei Brennstoffen wird zwischen fossilen Quellen (Erdgas, Diesel, Erdöl) und Gas aus erneuerbaren Energieträgern unterschieden (fossile oder biogene WKK). Die Befuerung biogener WKK erfolgt entweder direkt mit Biogas oder häufiger über das Erdgasnetz unter Zukauf von Zertifika-

Brennstoffe von WKK-Anlagen.

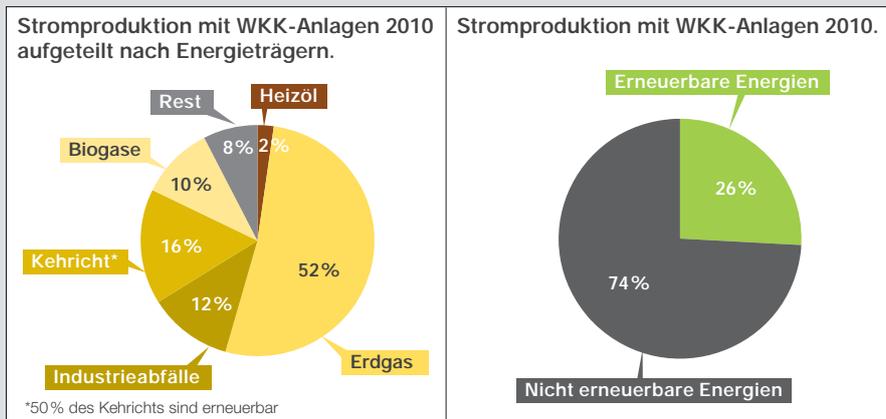


Abbildung 5.8: Brennstoffe von WKK-Anlagen. (Quelle: BFE 2010b)

ten. Abbildung 5.8 zeigt, dass heute mehr als zwei Drittel der WKK-Anlagen mit fossilen Energieträgern befeuert werden. WKK sind insbesondere dort wirtschaftlich, wo mit kleinem finanziellem Aufwand (Leitungsbau) eine hohe Wärmemenge abgesetzt werden kann, d. h. es sind Objekte, respektive Gebiete gesucht, welche eine hohe Wärmedichte aufweisen. Die Wirtschaftlichkeit steigt mit zunehmender installierter Leistung. Leistungsstarke Module sind spezifisch günstiger in der Anschaffung, haben einen höheren elektrischen Wirkungsgrad und tiefere Wartungskosten (eicher+pauli 2009).

5.3.2. Klein-WKK-Anlagen.

In der Kategorie der Klein-WKK-Anlagen dominieren die sogenannten Blockheizkraftwerke (BHKW). Diese werden mit (Bio-)Gas-, Diesel- und Zündstrahlmotoren betrieben (BFE 2010b). Sie kommen in Kläranlagen sowie in Wohnsiedlungen, Gewerberäumen und bäuerlichen Biogasanlagen zum Einsatz.

BHKW und Klein-WKK-Anlagen im Allgemeinen werden üblicherweise im Bereich des jährlichen Wärmemindestbedarfs dimensioniert (Wassererwärmung, Prozesswärme), um möglichst hohe Volllaststunden zu erzielen. Somit operiert die Anlage im Bereich des maximalen elektrischen Wirkungsgrades. Damit erbringt ein BHKW als Teil eines Wärmeversorgungskonzepts jeweils nur einen Teil des Gesamtwärmebedarfs und muss zur Deckung der Spitzenlast mit einem Zusatzbrenner (z. B. einem Gasbrenner) ergänzt werden (PSI und Axpo 2009).

Diese wärmegeführte Betriebsweise führt dazu, dass Blockheizkraftwerke rund 70 % der jährlichen Energiemenge im hydrologischen Winter produzieren (ewz 2008b). Im Allgemeinen weisen kleinere WKK-Anlagen tiefere elektrische Wirkungsgrade auf als grössere Anlagen. Mit sinkender Anlagegrösse vermindert sich somit der Beitrag zur Stromproduktion, respektive erhöht sich der Beitrag an die fossile Abwärmenutzung.

BHKW stehen heute als mögliche dezentrale Stromerzeugungsanlagen für die nahe Zukunft zur Diskussion. Dies in der Vermutung, dass solche Anlagen, die direkt bei den Verbrauchern stationiert wären, einer effizienteren Nutzung von Brenn-

stoff für Heizung bei gleichzeitiger Stromerzeugung dienen könnten. Dies würde die Kosten für die Verteilung von Strom (Verteilnetz) und Wärme (Fernwärmenetz) mindern. Die Bündelung mehrerer Klein-WKK zu einem virtuellen Kraftwerk ist komplex, aber grundsätzlich möglich. Sie würde eine starke technische Verkopplung von Energieversorgern mit den Endverbrauchern (Smart Metering) und die integrale Vernetzung der energierelevanten Akteure (Smart Grid) voraussetzen, die eine automatisierte Regelung und Steuerung der elektrischen Produktion und Verteilung möglich macht.

Darüber hinaus ist eine Selbstversorgung der BHKW-Betreiber mit Strom nicht realistisch, da in Zeiten tiefen Wärmebedarfs (in Sommermonaten) die Anlagen nicht genügend Strom erzeugen. Eine Entkopplung vom Stromnetz ist somit nicht möglich und ein dezentraler Ansatz mit BHKW würde die Netzkosten nicht reduzieren (ewz 2008b).

5.3.3. Gross-WKK-Anlagen und Kombikraftwerke.

In den Bereich der Gross-WKK-Anlagen (über 1 MW_{el}) fallen Gasturbinen, Dampfturbinen sowie Kombi-Kraftwerke. Darüber hinaus wird eine kleine Anzahl von Kehrlichtverbrennungsanlagen und Fernheizkraftwerken, bei denen die Abwärme genutzt wird, in diese Kategorie eingeordnet. Der grösste Teil des produzierten Stroms aus WKK-Anlagen wird den industriellen Anlagen zugerechnet (z. B. Papier- und chemische Industrie). 2009 waren rund 73 % der installierten WKK-Leistung in der Schweiz den Gross-WKK-Anlagen zuzurechnen (BFE 2010b).

Während der elektrische Wirkungsgrad eines reinen Gas- und Dampfkraftwerks (GuD) ohne Abwärmenutzung 58 % bis 60 % erreicht (enervis 2011a), liegt der Gesamtwirkungsgrad eines WKK-GuD bei 75 % bis 90 % und der elektrische Wirkungsgrad bei 42 % bis 47 % (IEA 2010b). Dabei wird bei einem WKK-GuD ein Teil des Dampfes mit hoher Temperatur für die weitere Nutzung in Industrie-Prozessen oder in Fernwärmenetzen abgezweigt. Für die Schweiz gilt gemäss BFE, dass meistens nicht genügend Wärmenachfrager in wirtschaftlich vertretbarer Nähe von Kraftwerken liegen. Die optimale Wärme-

nutzung mit Fernwärme ist somit kaum realistisch (BFE 2008).

Reine GuD-Kombikraftwerke (ohne Abwärmenutzung) könnten allerdings aus einer anderen Perspektive interessant für die zukünftige Energieversorgung der Schweiz sein. Der Ausstieg aus der Kernenergie und der gleichzeitige Zubau von Anlagen zur Gewinnung neuer erneuerbarer Energien (Wind, Sonne), die fluktuierend und nur teilweise prognostizierbar verfügbar sind, fordert eine Erhöhung der Verfügbarkeit von regelbarer elektrischer Leistung. Die GuD könnten bis zur Ausreifung der Speicher- und Regelmöglichkeiten für Anlagen zur Nutzung der neuen erneuerbaren Energien eine Zwischenlösung sein.

5.3.4. Fazit.

Der Einsatz von BHKW als Teil eines dezentralen Energieerzeugungsnetzwerks steht nicht in Konkurrenz zu Investitionen in GuD-Kraftwerke als Überbrückungstechnologie. Viele kleine Stromerzeugungsanlagen bedeuten aber für Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen immens höheren Verhandlungs- und Organisationsaufwand, um mit den jeweiligen (halb-)autonomen Betreibern dieser Anlagen eine sichere und effiziente Versorgung garantieren zu können. BHKW, deren Installation und Betrieb in individueller Verantwortung stehen, sind eine gute Ergänzung, ohne jedoch eine zentral betriebene, flexible und regelbare ausgereifte Übergangstechnologie wie die GuD-Kombikraftwerke

zu ersetzen. Tabelle 5.5 zeigt eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile von BHKW und GuD-Kombikraftwerken.

Zusammenfassung der Vor- und Nachteile von BHKW und GuD-Kombikraftwerken.		
Technologie	Vorteile	Nachteile
BHKW (Klein-WKK)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Gesamtnutzungsgrad. ▪ Keine Fernwärmenetze notwendig. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein konstanter Wärmebedarf. ▪ Wärmegeführte Betriebsweise. ▪ Vermindert Flexibilität in der Sanierung des Gebäudebestandes. ▪ Tieferer elektr. Wirkungsgrad. ▪ Wirtschaftlichkeit fraglich¹. ▪ CO₂-Ausstoss (wenn nicht aus Holzfeuerung oder Biogas). ▪ In grossem Masse nur mit Smart Grids und Smart Metering einsetzbar².
GuD-Kombikraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kombination mit Wärmepumpe (Nutzung lokaler Abwärme- und erneuerbarer Wärmequellen). ▪ Regelbarkeit. ▪ Fahrplanmanagement möglich. ▪ Spannungsqualität und Blindleistungsregelung. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grössere Wärmesenken nur begrenzt verfügbar. ▪ Kosten für Fernwärmenetz hoch.

Tabelle 5.5: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile von BHKW und GuD-Kombikraftwerken.
¹ (Quellen: PSI und Axpo 2009; Interface 2009)
² (Quellen: Piot 2010; PSI und Axpo 2009)

5.4. Beschreibung und Beurteilung der einzelnen Technologien.

Im Folgenden werden die in den Produktionsszenarien einbezogenen Technologien beschrieben. Zentrale Aspekte sind die Funktionsweise, die Verbreitung in der Schweiz sowie Produktionseigenschaften und Finanzen. Der Fokus wird auf die Technologien gelegt, welche bis 2050 in den prognostizierten Strommix von ewz einfließen (siehe Tabelle 5.6). Es werden für alle Technologien dieselben Kri-

terien angewendet. Eine Übersicht sowie kurze Erläuterungen sind in Tabelle 5.7 zusammengestellt.

Übersicht der zukünftigen Produktionstechnologien.	
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Laufkraftwerke ▪ Speicherkraftwerke ▪ Pumpspeicherkraftwerke
Kernenergie	
Neue erneuerbare Energie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wind ▪ Photovoltaik ▪ Solarthermie (CSP, Concentrated Solar Power) ▪ Biomasse
Gas- und Dampfkraftwerke	

Tabelle 5.6: Übersicht der zukünftigen Produktionstechnologien (bis 2050).

Übersicht der betrachteten Aspekte.	
Erzeugungsanlage	Die Funktionsweise der Technologie, die häufigsten Anwendungen sowie deren Wirkungsgrade werden beschrieben. Es folgt ein Ausblick zu den erwarteten Entwicklungen.
Verbreitung	Verbreitung der Technologie in der Schweiz, in Europa und allenfalls weltweit. Erwähnung von laufenden Projekten sowie des Potenzials für einen weiteren Ausbau.
Einspeiseprofil	Das Einspeiseprofil einer typischen Sommer- und Winterwoche (bei Wasserkraft ein Tag) wird aufgezeigt und die Konsequenzen erläutert.
Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit	Es wird erläutert, inwiefern die Regelbarkeit bei der betrachteten Technologie gegeben, ob eine Anlage flexibel einsetzbar oder nur schwer ein- und abschaltbar ist. Weiter wird beurteilt, inwiefern die Stromproduktion prognostizierbar ist.
Volllaststunden und gesicherte Leistung	Die Anzahl Volllaststunden der Technologie wird erläutert und die Konsequenzen bezüglich der gesicherten verfügbaren Leistung betrachtet.
Investitionen	Die Investitionskosten und deren Entwicklung werden abgeschätzt.
Fixe und variable Kosten	Es werden die fixen sowie die variablen Kosten aufgezeigt und abgeschätzt.
Produktionskosten	Die Zusammensetzung der Produktionskosten wird aufgezeigt und deren Höhe heute und bis 2050 abgeschätzt. Die Produktionskosten beziehen die heute gesetzlich vorgeschriebenen Vorgaben ein (beispielsweise Risikofonds bei der Wasserkraft oder Fonds für die Stilllegung, den Rückbau und die Entsorgung von KKW). Die externen Kosten werden dagegen nicht einbezogen. Diese sind technologiespezifisch und die Schätzungen weisen eine grosse Spannweite auf. Eine diesbezügliche Bewertung der Technologien erfolgt separat in Kapitel 6.
Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt	Anhand von Grenz- und Opportunitätskosten wird die Rolle der Technologie dargestellt. Insbesondere wird auf Einspeisevergütungen eingegangen.
Wert der Energie	Der Wert der produzierten Energie hängt vom Einspeiseverhalten der Technologie ab. Wird zu Spitzenverbrauchszeiten produziert, besitzt die Energie eine höhere Wertigkeit als beispielsweise während der Nacht. Energie ist wertvoller, wenn sie zu einem höheren Preis verkauft werden kann.
Relevanz für ewz	Wieviele Anlagen besitzt ewz und wie hoch ist die Produktion? Es wird auf die bestehende und die zukünftige Bedeutung der Technologie für ewz hingewiesen.

Tabelle 5.7: Übersicht der betrachteten Aspekte.

5.4.1. Wasserkraftwerke (WKW).

Erzeugungsanlage.

Wasserkraftwerke nutzen die potenzielle Energie von höher liegendem Wasser, um über eine Turbine mechanische Energie und anschliessend im Generator elektrische Energie zu erzeugen. Grundsätzlich lassen sich zwei Typen von Kraftwerken unterscheiden: Laufwasserkraftwerke, meist grosse Flusskraftwerke, turbinieren das zufließende Wasser unmittelbar. Speicherkraftwerke, meist grosse Kraftwerkskomplexe, können das im Frühling und Sommer anfallende Wasser zu einem Teil in Seen einspeichern, um es erst im nachfragestarken Winter zu turbinieren. Einige Speicherkraftwerke sind mit Pumpen ausgerüstet. Die Pumpspeicherkraftwerke fördern in Zeiten niedriger Stromnachfrage das Wasser aus einem tiefer liegenden Becken ins sogenannte Kopfbecken, von wo es bei hoher Nachfrage wieder turbiniert wird. Der Kreislaufwirkungsgrad solcher Anlagen beträgt 75 % bis 80 %. Typische Produktionsprofile sind in Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10 aufgezeigt. Seit dem Beginn der Elektrifizierung spielt die Wasserkraft für die Versorgung der Schweiz eine wichtige Rolle. So wird mit Laufwasserkraftwerken heute rund ein Viertel des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes abgedeckt. Zirka ein Drittel wird in Speicherkraftwerken erzeugt. Insgesamt wird in der Schweiz mehr als die Hälfte der nachgefragten Elektrizität mit Wasserkraft erzeugt. Die Wirkungsgrade von Wasserkraftwerken sind hoch (über 90 %). Eine Verbesserung ist technisch möglich, aber nur in geringem Masse zu erwarten.

Verbreitung.

Als eine der ersten Technologien zur Stromerzeugung ist die Wasserkraft in der Schweiz weit verbreitet. Die grossen Speicherkraftwerke befinden sich in den alpinen Regionen, Laufwasserkraftwerke an den grossen Flüssen, vor allem im Mittelland. Die technisch, wirtschaftlich und sozial realisierbaren Energiepotenziale werden in der Schweiz genutzt, die Wasserkraftnutzung ist somit weitgehend ausgebaut. Alle grossen Aus- oder Neubauprojekte, die sich heute in Planung oder bereits im Bau befinden, erhöhen die Flexibilität der Kraftwerke, erschliessen aber keine signifikanten neuen Potenziale. Potenziale für zusätzliche Energiegewinnung bestehen heute noch in der Optimierung von Grossanlagen und der Nutzung kleiner Wasserläufe mit Kleinwasserkraftwerken.

Einspeiseprofil.

Laufwasserkraftwerke nutzen das anfallende Wasser direkt. Das Produktionsprofil verläuft damit proportional zum Abfluss. Abhängig von der Höhenlage folgt die Produktion dem charakteristischen Verlauf mit hohen Abflüssen während der Schneeschmelze und niedrigen Abflüssen im Winter. Speicherkraftwerke verlagern die Produktion vom Sommer in den Winter. Je nach Grösse des Speicherwerks wird damit die Spitze im Frühling gebrochen und die Produktion im Winter erhöht. Siehe Abbildung 5.11.

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Die Produktion aus Laufwasserkraftwerken ist anhand von Vorhersagen für die Abflussmenge der Flüsse gut zu prognostizieren. Die Flusskraftwerke sind insofern regelbar, als sie das zufließende Wasser auch neben den Turbinen durchfliessen lassen können. Damit entfällt dieser Produktionsanteil aber unwiderruflich. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind die am flexibelsten einsetzbaren Erzeugungstechnologien überhaupt. Je nach Turbinentyp kann fast der ganze Leistungsbereich von 20 % bis 100 % der Maximalleistung gefahren werden. Die hohe Flexibilität prädestiniert Wasserkraftwerke als grösste Anbieter von Systemdienstleistungen im

Schweizer Elektrizitätsmarkt. Mit den vielen gut regelbaren Kraftwerken in der Schweiz ist es möglich, die Produktion der stochastisch einspeisenden neuen erneuerbaren Energien zu ergänzen.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Die Anzahl Volllaststunden unterscheidet sich stark von Kraftwerk zu Kraftwerk. Grundsätzlich haben Laufwasserkraftwerke wesentlich höhere Volllaststunden, weil sie das im Mittelland gegenüber dem Alpenraum wesentlich gleichmässiger anfallende Wasserangebot nutzen. Dies ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Über die Jahre betrachtet schwanken die nutzbaren Wassermengen plus/minus 15 %. Infolgedessen schwanken auch Jahresproduktion und Volllaststunden im selben Masse.

Investitionen.

Die spezifischen Investitionen in Wasserkraftwerkskapazitäten bewegen sich in einem sehr breiten Bereich. Die Kosten für die wenigen zurzeit aktuellen Neu- oder Erweiterungsprojekte liegen zwischen etwa 1000 und 2000 Euro/kW_{installiert}.

Fixe und variable Kosten.

Die variablen, von der Produktionsmenge abhängigen Kosten bei Wasserkraftwerken sind klein. Sie bestehen im Wesentlichen aus der Abnutzung der Maschinen und aus Abgaben. Die Produktionskosten werden von Kapitalkosten und Abschreibungen dominiert.

Produktionskosten.

Die Produktionskosten vieler Wasserkraftwerke sind, weil die Kraftwerke zu einem grossen Teil abgeschrieben sind, relativ tief (5 bis 10 Rp./kWh). Die Kosten setzen sich zusammen aus Kapital, Abgaben sowie Zahlungen für Betrieb und Unterhalt, wie in Abbildung 5.13 dargestellt. Viele Kraftwerkskonzessionen müssen in den nächsten Jahrzehnten erneuert werden. Es ist anzunehmen, dass die Produktionskosten infolge der Heimfallverzichtsentscheidungen ansteigen.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Die Grenzkosten von Laufwasserkraftwerken sind tief, in der Merit-Order-Struktur liegen sie zwischen den neuen erneuerbaren Energien und Kernkraftwerken. Speicherkraftwerke haben keine variablen Kosten – ausser den Opportunitätskosten. Diese potenziellen Kosten entstehen dadurch, dass das Wasser auch zu einer anderen Stunde (mit höherem Börsenpreis) genutzt werden könnte. Es ist Aufgabe des Betreibers eines Kraftwerks, diese Opportunitätskosten abzuschätzen. Sie werden bestimmt durch die Erwartungen an den Börsenpreis und die disponierbare Wasser- respektive Energiemenge.

Wert der Energie.

Laufwasserkraftwerke produzieren sommerlastig und lösen deshalb Preise für die Energie leicht unter dem Base-Wert. Speicherkraftwerke sind grundsätzlich wertvolle Erzeugungskapazitäten, weil sie die Energieproduktion so verteilen, dass sie von hohen Preisen profitieren können. Das Wertigkeitsverhältnis unterscheidet sich aber auch bei Speicherkraftwerken stark von Anlage zu Anlage (ca. 100 % bis 130 %).

Relevanz für ewz.

ewz besitzt und betreibt drei Laufwasserkraftwerke an der Limmat und zwei Speicherkraftwerkskaskaden in Mittelbünden und im Bergell. Zudem ist ewz an fünf Partner-Kraftwerken in der ganzen Schweiz beteiligt (vgl. Abschnitt 5.1.1). Mit den eigenen Anlagen und den Kraftwerks-Beteiligungen wurden im Jahr 2011 insgesamt 2,14 TWh produziert.

Produktionsprofil Sommertag.

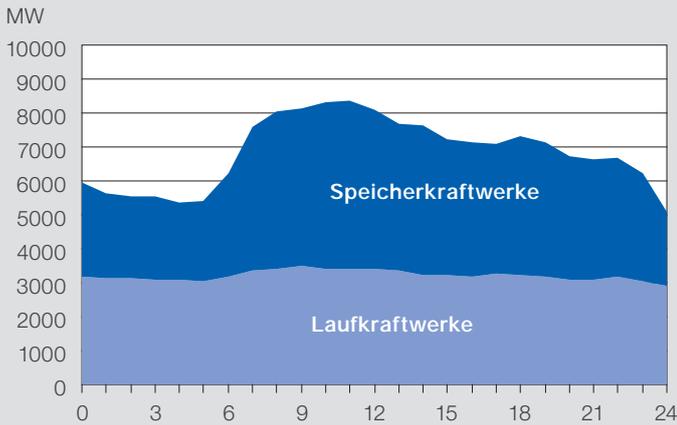


Abbildung 5.9: Produktionsprofil (stündliche Auflösung) in MW am dritten Mittwoch im Juni 2010. Zu erkennen ist der grosse Anteil der Laufwasserkraftwerke mit dem variablen Anteil der Speicherkraftwerke.

Produktionsprofil Wintertag.

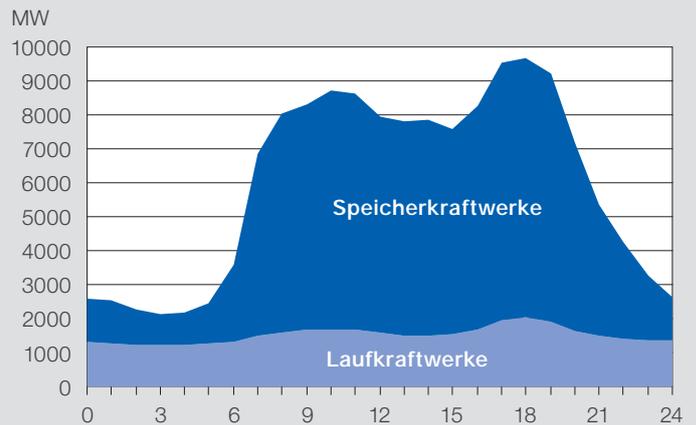


Abbildung 5.10: Produktionsprofil (stündliche Auflösung) in MW am dritten Mittwoch im Dezember 2010. Der Anteil der Laufwasserkraftwerke ist kleiner. Deutlich erkennbar ist der flexible Gang sowie der grosse Anteil der Speicherkraftwerke.

Durchschnittliche jährliche Verteilung der Produktion Schweiz.

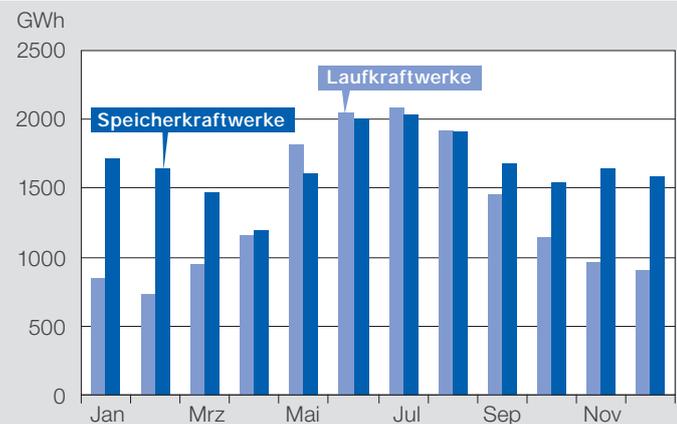


Abbildung 5.11: Erkennbar ist die jährliche Verteilung der Laufwasserkraft mit der Spitze in den Sommermonaten sowie die Umlagerung der Produktion der Speicherkraftwerke in die Wintermonate.

Exemplarische Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.

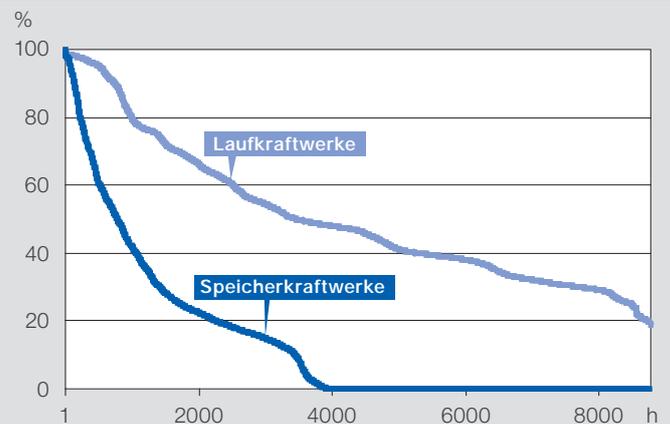


Abbildung 5.12: Anhand der Verfügbarkeit lassen sich die Aussagen zur Abbildung 5.11 bestätigen. Exemplarische Darstellung zweier ewz-Kraftwerke aus dem Jahre 2011.

Zusammensetzung der Produktionskosten heute (2012).

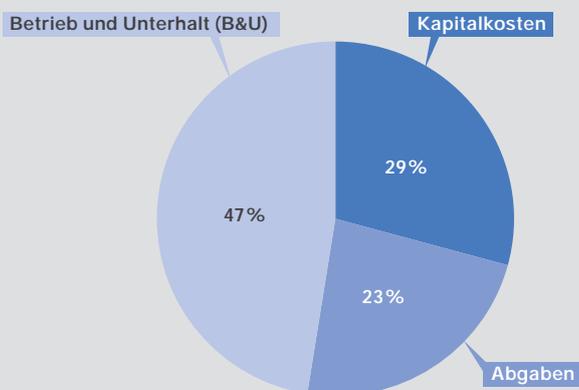


Abbildung 5.13: Aufgrund bereits getätigter Abschreibungen sind die Kapitalkosten der bestehenden Anlagen eher tief. Der hohe Anteil der B&U-Kosten hängt u. a. damit zusammen, dass kleinere Ersatzinvestitionen und die Aufwendungen für Pumpenergie darin enthalten sind.

Produktionskosten (heute, Prognose).

Auf eine Darstellung der zukünftigen Produktionskosten der Wasserkraft wird verzichtet. Rekonzessionierungen, die bei vielen Anlagen um das Jahr 2030 anstehen, verändern die Kostenstruktur der Wasserkraft. Das Ausmass dieser Veränderung ist jedoch sehr anlagespezifisch.

5.4.2. Kernkraftwerke (KKW).

Erzeugungsanlage.

Kernkraftwerke sind thermische Grosskraftwerke und bestehen im Wesentlichen aus zwei Einheiten. Im Nuklear- oder Primärteil wird durch eine kontrollierte Kettenreaktion (Kernspaltung) Dampf produziert. Im konventionellen Teil oder Sekundärteil wird dieser in einer Dampfturbine entspannt. Visuelles Merkmal eines Kernkraftwerks ist häufig der Kühlturm. Darin wird die elektrisch nicht mehr nutzbare Wärme an die Umgebung abgegeben. Bei den heute im Betrieb befindlichen Kraftwerken spricht man von Kraftwerken der 2. Generation. Neue Kraftwerke der 3. Generation sind zurzeit in Finnland und Frankreich im Bau. Die Weiterentwicklung findet vor allem hinsichtlich Sicherheit und Effizienz statt.

Verbreitung.

In der Schweiz sind fünf Kernkraftwerke am Netz: Mühleberg, Beznau 1, Beznau 2, Gösgen und Leibstadt. Alle Kraftwerke befinden sich im Schweizer Mittelland und erzeugen jedes Jahr rund 40% des schweizerischen Bedarfs an elektrischer Energie. Der Bundesrat hat im Jahr 2011 den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie eingeleitet und die laufenden Rahmenbewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke vorläufig sistiert.

Einspeiseprofil.

Kernkraftwerke werden in der Schweiz einmal jährlich zwecks Revision für etwa einen Monat heruntergefahren. Abgesehen davon produzieren sie gleichmässig Elektrizität und decken damit die ganztägige Grundlast (siehe Abbildung 5.14: Sommerwoche und Abbildung 5.15: Winterwoche).

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Kernkraftwerke sind relativ träge Systeme. Die Produktion ist in beschränktem Mass flexibel regelbar. Die theoretische Flexibilität wird in der Schweiz, angesichts der gut regelbaren Wasserkraftwerke im Markt, nicht genutzt. Rein technisch ist es möglich, ein Kernkraftwerk mit einer installierten Leistung von 1200 MW im sogenannten Lastfolgebetrieb innerhalb 10 Minuten um die Hälfte der Maximalleistung zu drosseln. Weil der Verbrauch des nuklearen Brennstoffmaterials hierbei nicht reduziert wird, geht ein grosser Teil der möglichen Energieproduktion verloren. Trotzdem wird auch in der Schweiz Regelenergie (TRL negativ) angeboten.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Kernkraftwerke zeichnen sich durch eine sehr hohe Verfügbarkeit aus (Jahresprofil in Abbildung 5.16). Im Zehnjahresdurchschnitt (2001–2010) waren die Schweizer Kernkraftwerke jeweils etwas mehr als 8000 Stunden in Betrieb, was einer Auslastung von über 90% entspricht. Die jährlich wiederkehrenden Wartungsfenster werden jeweils auf den Frühsommer gelegt (geringe Nachfrage, viel Energie aus Laufwasserkraftwerken). Siehe Abbildung 5.17.

Investitionen.

Die spezifischen Investitionen von Kernkraftwerken sind im Vergleich zu anderen Technologien hoch. Weil aber die Energieproduktion pro installierte Leistung sehr hoch ist, sind die Produktionskosten konkurrenzfähig. Die spezifischen Investitionen der gegenwärtig im Bau befindlichen Kraftwerke betragen je nach Quelle 3500 bis 4500 Euro/kW (EDF 2011).

Fixe und variable Kosten.

Die Produktionskosten für Strom aus Kernkraftwerken werden von den fixen Kosten dominiert. Variabel sind einzig die Ausgaben für nukleares Brennstoffmaterial. Weil der Verbrauch des Brennstoffmaterials im Teillastbe-

trieb aber nur wenig reduziert werden kann, ist auch dieser Kostenpunkt nur beschränkt variabel.

Produktionskosten.

Die Produktionskosten der beiden grossen Schweizer Kernkraftwerke (Gösgen und Leibstadt) lagen in den letzten zehn Jahren bei 4 bis 5 Rappen pro kWh. Im gleichen Zeitraum hat sich der Aufwand für den Betrieb deutlich erhöht. Weniger stark haben die Rücklagen für die Stilllegung zugenommen. In der Zukunft darf für die bestehenden Anlagen wohl mit ähnlich hohen, tendenziell steigenden Produktionskosten gerechnet werden. Die Zusammensetzung der Produktionskosten ist in Abbildung 5.18 aufgezeigt.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Kernkraftwerke stehen mit ihren geringen Grenzkosten in der Merit-Order-Struktur zwischen Laufwasser- und Braunkohlekraftwerken. Sie setzen damit nur in seltenen Fällen, bei sehr geringer Residuallast, den Börsenpreis. In der Schweiz befriedigen die Kernkraftwerke zusammen mit den Laufwasserkraftwerken die Grundlast (Baseload). In Frankreich werden die Kraftwerke bei geringer Nachfrage gedrosselt und fungieren damit als sogenannte Mittellastkraftwerke.

Wert der Energie.

Mit den Kernkraftwerken wird Bandenergie und damit Energie entsprechend dem Base-Wert erzeugt.

Relevanz für ewz.

Rund 45% des von ewz jährlich produzierten Stromes stammt aus Kernkraftwerken. Mit einer direkten Beteiligung am KKW Gösgen und einer indirekten Beteiligung über die Aktiengesellschaft für Kernenergiebeteiligungen Luzern (AKEB) bezieht ewz von insgesamt sechs Kernkraftwerken Energie. Die AKEB bezieht von je zwei Blöcken in Bugey (FR) und Cattenom (FR) sowie vom KKW Leibstadt Energie. Das Stimmvolk der Stadt Zürich hat sich im Jahre 2008 für einen Verzicht auf neue Beteiligungen und Bezugsrechte an Kernenergieanlagen entschieden. Bestehende Beteiligungen laufen aus und werden nicht erneuert.

Produktionsprofil Sommerwoche.



Abbildung 5.14: Kernkraftwerke werden in der Schweiz auf Auslegeleistung gefahren. Die Abbildung zeigt den Volllastbetrieb des Kernkraftwerks Gösgen in einer Sommerwoche (Maximalleistung 1035 MW).

Produktionsprofil Winterwoche.



Abbildung 5.15: Kernkraftwerke werden in der Schweiz auf Auslegeleistung gefahren. Die Abbildung zeigt den Volllastbetrieb des Kernkraftwerks Gösgen in einer Winterwoche (Maximalleistung 1035 MW).

Jährliche Verteilung der Produktion.

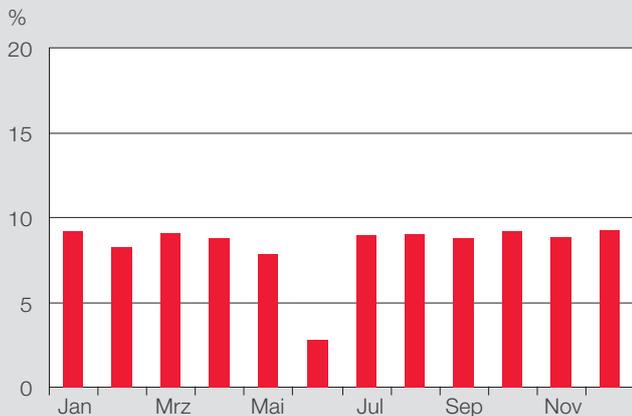


Abbildung 5.16: Kernkraftwerke produzieren über das Jahr verteilt gleichmässig Strom. Das Revisionsfenster wird Ende Mai oder Anfang Juni gelegt, wo die Nachfrage tief und das Angebot aus Laufwasserkraftwerken gross ist. (Produktion des KKW Gösgen, 2010)

Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.

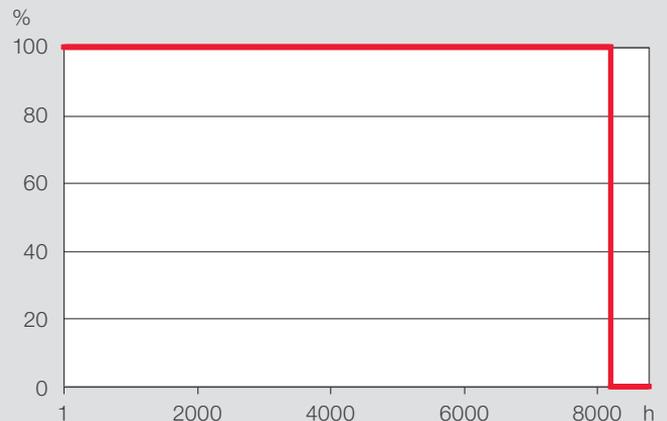


Abbildung 5.17: Kernkraftwerke produzieren mit Ausnahme eines kurzen Revisionsfensters das ganze Jahr. Die Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Gösgen betrug im Jahr 2010 93 %.

Zusammensetzung der Produktionskosten heute.

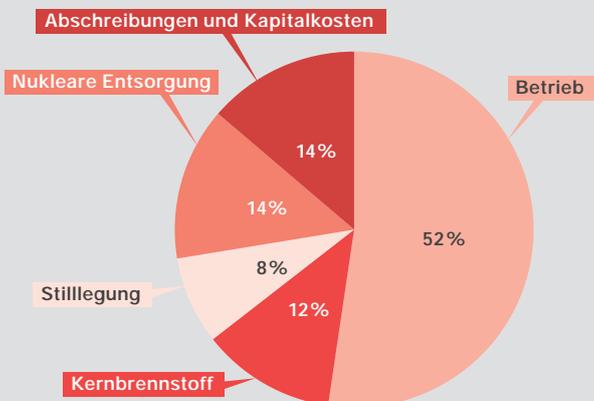


Abbildung 5.18: Zusammensetzung der Produktionskosten des KKW Gösgen (Mittelwert der Jahre 2008 bis 2010, Quelle: KKG 2010). Es ist zu erwarten, dass der Anteil für Abschreibungen und Kapitalkosten bei neu erstellten Kernkraftwerken wesentlich höher ist.

Produktionskosten (heute, Prognose).

Eine Aussage über einheitliche Produktionskosten für Strom aus Kernkraftwerken ist nicht möglich, weil sich die Kernkraftwerke hinsichtlich Alter, Abschreibung und Kapitalstruktur stark unterscheiden. Es ist aber davon auszugehen, dass getrieben durch erhöhte Anforderungen an die Sicherheit auch die Produktionskosten für neue Kraftwerke steigen. Ausserdem bestehen nach wie vor grosse Unsicherheiten, was die Kosten für Stilllegung und nukleare Entsorgung betrifft. Nur beschränkt internalisiert sind externe Kosten, wie die Prämien für die Versicherung von Schäden infolge eines nuklearen Unfalls.

5.4.3. Windenergieanlagen (WEA).

Erzeugungsanlage.

Windenergieanlagen wandeln kinetische Energie des Windes in mechanische und über einen Generator in elektrische Energie um. Die Anlagen (Dreiblattrotoren) sind in den letzten 25 Jahren bezüglich Grösse und Leistungsfähigkeit stark gewachsen. Der Turm einer Onshore-Turbine ragt bis zur Nabe 120 Meter in die Höhe, die maximale Leistung einer solchen Turbine beträgt 3,5 MW. Offshore-Anlagen sind leistungsfähiger (3 MW bis 7 MW) trotz niedrigerer Nabenhöhe, weil die Winde auf dem Meer nicht durch Hindernisse (Gebäude, Bäume) gestört werden. Die elektrischen Wirkungsgrade von WEA erreichen bei neuen Anlagen 40% (physikalisch beschränkt auf 60%). Die Technologie ist ausgereift, betreffend Wirkungsgrad sind bei den Dreiblattrotoren lediglich kleine Verbesserungen zu erwarten (Fraunhofer ISI 2010).

Verbreitung.

Voraussetzung für die Nutzung von Windenergie sind Standorte mit guten Windverhältnissen³⁰ und genügend grossen Abständen zu Siedlungen. Bei Offshore-Anlagen werden küstennahe Standorte mit möglichst seichten Gewässern bevorzugt, da die Kosten mit der Distanz zur Küste und der Wassertiefe steigen. Tendenziell herrschen in Europa in den nördlichen Gebieten und an exponierten Standorten (z. B. an Küsten oder auf Hügelketten) die besten Windverhältnisse. Im Zeitraum von 2000 bis 2010 wurden in Europa Anlagen mit einer Leistung von 75 GW installiert. Damit war Windkraft die am stärksten ausgebauten Sparte der neuen erneuerbaren Energien (EWEA 2011). Die grössten Märkte für Windenergie sind Europa (vor allem Deutschland und Spanien), gefolgt von Asien (vor allem China) und der USA. Die Verbreitung in der Schweiz ist marginal, heute sind 42 MW installiert (entspricht 73 GWh). Langfristig werden 2000 MW (4000 GWh) erwartet (Suisse éole 2010). Schlüsselpunkte des zukünftigen Erfolges der Offshore-Windenergie sind Kostenreduktion, Errichtung und Unterhalt von Offshore-Windparks (Senkung der Risiken) sowie der Stromtransport in die Verbraucherzentren (Ausbau der Netzanschlüsse und Netzkapazitäten).

Einspeiseprofil.

WEA sind stochastisch einspeisende Energieerzeugungsanlagen, die Produktion kann von Stunde zu Stunde erheblich schwanken (vgl. Abbildung 5.19 und Abbildung 5.20). Statistisch weist die Produktion in den meisten Monaten eine Produktionsspitze über den Mittag und am Nachmittag auf (Fraunhofer ISI & ISE 2007). Die Blockierung einer WEA gibt es vereinzelt wegen zu geringen oder zu hohen Geschwindigkeiten. In letzter Zeit mehren sich in Deutschland aber Situationen, in denen die Netze überlastet sind und die Windparks zur Sicherung der Netzstabilität zur Einstellung der Produktion gezwungen werden³¹.

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Die stochastisch produzierte Windenergie ist nur zu einem gewissen Mass regelbar. Moderne WEA können durch Regelung der Drehzahl und des Blattwinkels kleinere Schwankungen von Windangebot und Stromnachfrage auffangen. Technisch ist das Anbieten von positiver oder negativer Regelenergie möglich (Jarass, Obermair und Voigt 2009).

Die Windenergieproduktion ist relativ genau prognostizierbar. Die 36-h-Prognose für eine einzelne WEA

hat heute noch einen Fehler von 10% bis 20%. Die Prognose-Genauigkeit nimmt zu, je kürzer der Prognose-Horizont und je grösser das betrachtete Gebiet ist.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Grundsätzlich kann bei WEA von einer hohen Verfügbarkeit ausgegangen werden (Onshore: 96%, Offshore: 93%). Die Volllaststunden sind stark abhängig vom Standort der Anlagen (Schweiz: 1750 h, Binnenstandorte europaweit: 2000 h, Küstenstandorte 2750 h) (Fraunhofer ISI 2010). Offshore-Anlagen haben wesentlich höhere Volllaststundenzahlen (im Mittel 3100 h), die mit der Entfernung zur Küste weiter zunehmen (bis zu 3750 h). Von einer Mindestleistung, die jederzeit verfügbar ist, darf bei WEA nicht ausgegangen werden (Abbildung 5.22).

Investitionen.

Etwa drei Viertel der Investitionen entfallen auf den Kauf der Turbinen. Der Rest entfällt auf Netzanschluss, Fundamente und Pachten). Offshore-Kraftwerke benötigen wesentlich höhere Investitionen.

Fixe und variable Kosten.

Abbildung 5.23 zeigt die Zusammensetzung der heutigen Produktionskosten. Offen ist, ob sich bei zukünftigen Erneuerungen die Kosten für Pacht und Konzessionen erhöhen werden.

Produktionskosten.

Generell wird eine Abnahme der Produktionskosten prognostiziert (Abbildung 5.24). Diese ist durch die Absenkung der B&U- (nur Offshore) und Investitionskosten begründet.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Praktisch alle heute installierten Windkraftwerke nutzen Fördermodelle, deren Preise von den aktuellen Marktpreisen unabhängig sind. Abhängig vom Angebot an Windenergie verschiebt sich die Merit-Order-Struktur nach rechts (viel Wind) oder links (wenig Wind). In Deutschland können diese Leistungsänderungen innerhalb weniger Stunden mehrere GW betragen, was sich auf die Volatilität der Preise auswirkt.

Wert der Energie.

ewz geht langfristig davon aus, dass der Strom aus WEA etwa 90% des mittleren Jahresstrompreises (Base-Preis) Erlösen kann. Bei Offshore-Kraftwerken liegt dieser Wert leicht höher als bei Onshore-Anlagen.

Relevanz für ewz.

Die Jahresproduktion der ewz-Anlagen beläuft sich auf etwa 160 GWh und trägt mit knapp 5% zur ewz-Stromproduktion bei. ewz besitzt noch keine Anteile an Offshore-Windparks, es werden aber Projekte verfolgt und Beteiligungen geprüft. Als markterprobte, stochastische Produktionstechnologie wird der Onshore-Windenergie mittelfristig das grösste Potenzial der neuen erneuerbaren Energien im ewz-Portfolio zugeschrieben. Es wird aber auch ein Anteil von Offshore-Windenergie im ewz-Portfolio als weiteres Standbein der ewz-Windenergieproduktion angestrebt.

³⁰ Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von mehr als 5,5 m/s in 30 m Höhe

³¹ Im Jahr 2010 betrug der dadurch entstandene Verlust 127 GWh, was 0,3% der Windenergie-Jahresproduktion entspricht (FTD Oktober 2011).

Produktionsprofil Sommerwoche.

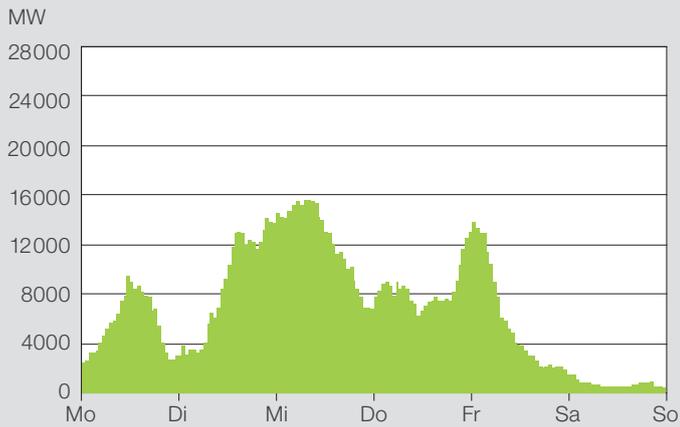


Abbildung 5.19: Produktion pro Stunde aller deutschen WEA einer Augustwoche im Jahr 2011. Die zu diesem Zeitpunkt installierte Leistung betrug rund 28000 MW (davon rund 200 MW Offshore).

Produktionsprofil Winterwoche.

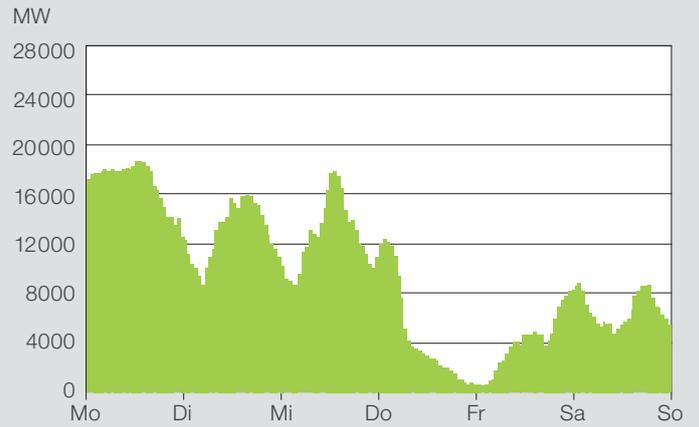


Abbildung 5.20: Auch in Wintermonaten variieren die Tagesprofile stark. Abgebildet ist die Produktion pro Stunde aller deutschen WEA einer Februarwoche im Jahr 2011. Die installierte Leistung betrug rund 27300 MW (davon knapp 200 MW Offshore).

Jährliche Verteilung der Produktion.

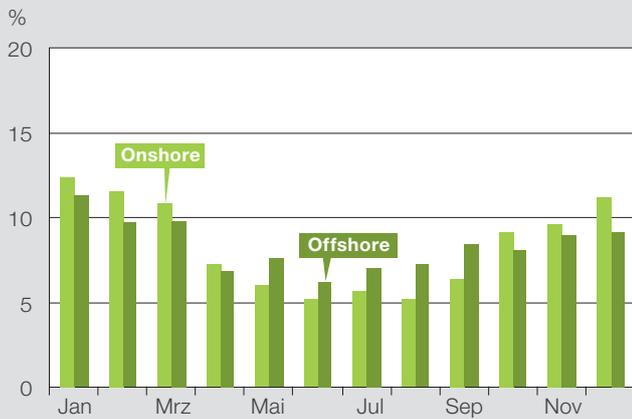


Abbildung 5.21: Statistisch fallen rund zwei Drittel der jährlichen Produktion von Onshore-WEA im Winterhalbjahr an. Auch die Offshore-Windproduktion fällt im Winter höher aus als im Sommer, allerdings sind die Unterschiede weniger ausgeprägt als an Land.

Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.

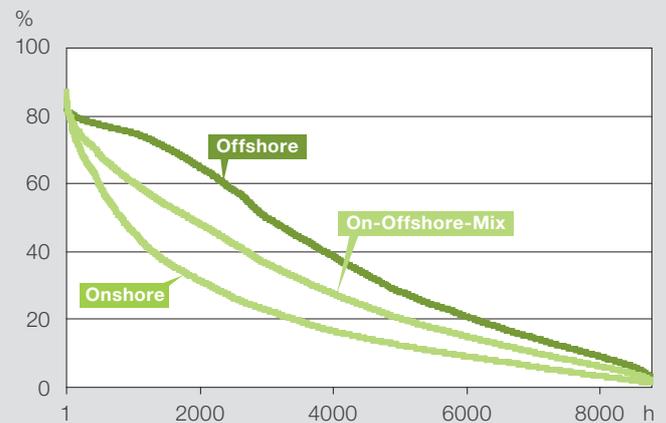


Abbildung 5.22: Dauerkurve der verfügbaren Leistung aller Windkraftwerke in Deutschland. Von einer jederzeit verfügbaren Mindestleistung darf nicht ausgegangen werden. Es gibt jedes Jahr einzelne Stunden, in denen gar kein Strom aus Wind erzeugt wird. (Quelle: DENA 2008)

Zusammensetzung der Produktionskosten heute.

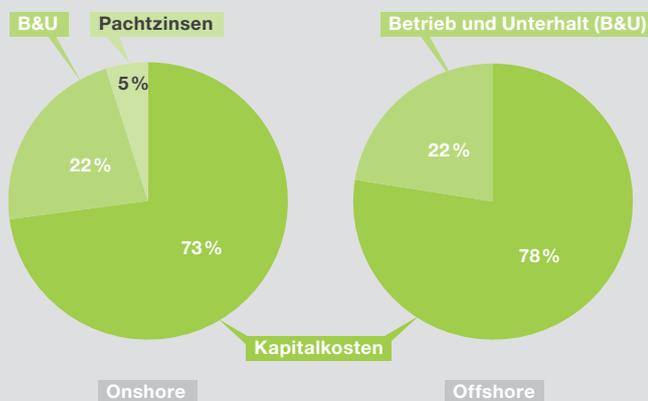


Abbildung 5.23: Die Produktionskosten werden massgeblich durch die Investitionskosten bestimmt, heute machen diese Kapitalkosten für Onshore-WEA rund 70% und für Offshore-WEA knapp 80% aus. Für Onshore-Anlagen wird eine Absenkung der Investitionskosten erwartet.

Produktionskosten (heute, Prognose).

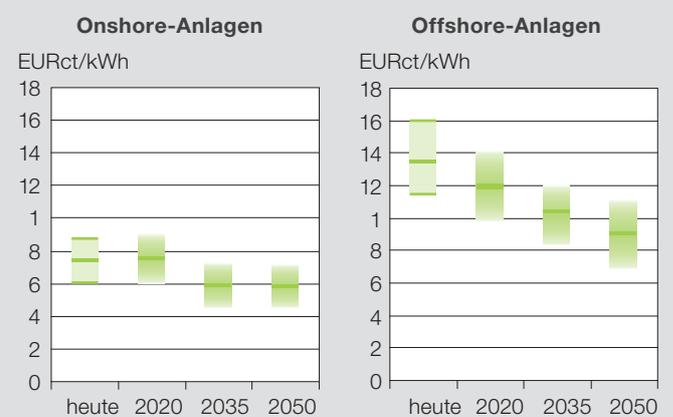


Abbildung 5.24: Mittlere Produktionskosten für Strom aus europäischen Onshore- und Offshore-Anlagen. Die Abnahme ist durch die Absenkung der spezifischen B&U- (nur bei Offshore) und Investitions-Kosten und durch eine erhöhte Leistungsfähigkeit der Anlagen begründet.

5.4.4. Photovoltaik (PV).

Erzeugungsanlage.

In einer Photovoltaik-Anlage wird Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umgewandelt. PV-Anlagen unterscheiden sich in ihrer Grösse, der Art der Installation und der verwendeten Halbleiter-Technologie. Die Anwendungsmöglichkeiten sind vielfältig und reichen von kleinen Inselanlagen (ca. 100 W), angebauten Dachanlagen (5 kW bis 1 MW) bis zu Freiflächenanlagen (bis zu ca. 100 MW). Die PV-Technologie aus Halbleitern ist im Stadium der verfahrenstechnischen Optimierung. Die am häufigsten eingesetzten Zellen sind Silizium-Solarzellen, die einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 13% bis 20% aufweisen. Das theoretische Maximum liegt, abhängig von verwendeten Halbleitern, bei ca. 30%. Neuartige Dünnschicht-solarzellen (z. B. Cadmium-Tellurid, amorphes Silizium) versprechen tiefere Investitionskosten, haben aber auch einen tieferen Wirkungsgrad. Die Industrie arbeitet kontinuierlich an der Verbesserung des Wirkungsgrades und der Fertigungsprozesse, um die Kosten pro Leistungseinheit zu senken.

Verbreitung.

Idealerweise werden PV-Anlagen an Standorten mit hoher und langer direkter Sonneneinstrahlung installiert. Diese ist abhängig von der geographischen Breite, der Höhe über Meer, den lokalen Witterungsbedingungen und der Exposition der Anlage (Ausrichtung und Neigung). Am weitesten verbreitet sind netzgekoppelte Dachanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 15 kW (Faustregel: 10 m² Dachfläche entspricht 1 kW) (BFE 2011b). Es werden auch immer mehr grössere Anlagen erstellt (über 100 kW, Marktvolumen von 45% im Jahr 2010) (BFE 2011b). Der Strom aus PV-Anlagen ist zurzeit am Strommarkt nicht rentabel. Der Zubau von PV-Anlagen ist deshalb stark abhängig von nationalen Förderprogrammen, z. B. einer kostendeckenden Einspeisevergütung. Deutschland besitzt die weltweit höchste installierte Kapazität – Ende 2011 waren es 25 GW – gefolgt von Italien mit 12 GW. Der Zubau in Spanien ist seit einer drastischen Kürzung der Vergütung im Jahr 2008 eingebrochen (EPIA 2012). Schweizer PV-Anlagen können eine kostendeckende Einspeisevergütung erhalten, die jedoch begrenzt ist («KEV-Deckel») – der Zubau ist entsprechend eher moderat. 2010 betrug die Leistung aller PV-Anlagen in der Schweiz 107 MW, was einer Jahresproduktion von 82 GWh entspricht (BFE 2011b). Das Bundesamt für Energie (BFE) erwartet im Rahmen der neuen Energiestrategie einen Ausbau auf rund 1,5 TWh bis 2035 und 10 TWh bis 2050 (BFE 2011b). Dies würde 2050 einem Anteil von 13% bis 18% des zukünftig erwarteten Strombedarfs entsprechen. Auf geeigneten Schweizer Gebäudeflächen existiert ein PV-Potenzial von rund 18 TWh (15 TWh Dachflächen, 3 TWh Fassaden) (IEA-PVPS 2002).

Einspeiseprofil.

Grundsätzlich folgt das Produktionsprofil von PV-Anlagen der Strahlungsintensität der Sonne. Über das Jahr betrachtet fällt ein Grossteil der Produktion im Sommerhalbjahr an (rund 70%, vgl. Abbildung 5.27). Typische Wochenprofile der PV-Produktion der ewz.solarstrombörse sind in Abbildung 5.25 und Abbildung 5.26 aufgetragen. Die Produktion aus einzelnen Anlagen ist wesentlich grösseren Änderungen unterworfen.

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Die Produktion aus PV-Anlagen ist stochastisch und kann nur mit Teil- oder Vollabschaltungen geregelt werden. Für die Produktionsprognosen sind die Vermarkter von Solarstrom auf Einstrahlungsprognosen angewiesen. Diese Prognosen werden von verschie-

denen Dienstleistern angeboten und verbessern sich laufend. Gegenüber Windkraftwerken ist PV-Strom einfacher zu prognostizieren, weil er einer gewissen Periodizität unterworfen ist (vgl. Abbildung 5.27).

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Die Anzahl Volllaststunden ist von der Sonneneinstrahlung abhängig. Im Schweizer Mittelland werden durchschnittlich 950 Volllaststunden erzielt; in gewissen Alpenregionen sind es teilweise über 1500 Stunden, was den mittleren Verhältnissen in Südspanien entspricht. (IET 2012)

Investitionen.

Die System- und insbesondere die Modulkosten sind in den letzten Jahrzehnten stetig entlang einer vom Zubau abhängigen Lernkurve gefallen (mit der Verdoppelung der installierten Leistung reduzierten sich die Modulpreise um rund 20%). Weil in den letzten Jahren die Zubauraten über der Erwartung lagen, sind auch die Modulpreise schneller gefallen als erwartet. Die Kostendegression im Jahr 2011 betrug alleine in Deutschland rund 40% (BSW Solar 2012). ewz erwartet eine fortschreitende Kostendegression entlang der bisher gültigen Lernkurve.

Fixe und variable Kosten.

PV-Anlagen sind sehr wartungsarm. Der Ersatz der Wechselrichter nach rund zehn Jahren stellt den grössten Kostenpunkt dar.

Produktionskosten.

Der schweizerische KEV-Satz ist ab 1. März 2012 auf rund 20 bis 28 EURct./kWh festgesetzt (abhängig von Anlagengrösse) (Energieverordnung (EnV) Stand 1. März 2012). Auf Grund der sinkenden Systemkosten und der regional unterschiedlichen Einstrahlung rechnet man bis 2050 mit rund 10 EURct./kWh Produktionskosten in Mitteleuropa bzw. rund 5 EURct./kWh in Südspanien (EPIA 2012). Siehe Abbildung 5.29 und Abbildung 5.30.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Praktisch alle heute installierten PV-Anlagen beziehen Einspeisevergütungen, die unabhängig von den aktuellen Marktpreisen festgelegt sind. Die Produktion wird also in jedem Fall am Markt abgesetzt. Es wird jedoch vermehrt über marktnähere Fördermechanismen diskutiert (Direktvermarktung, Marktprämie). Produzenten müssten dann verstärkt Verantwortung für Produktionsprognosen und deren Abweichungen übernehmen. Abhängig vom Angebot an PV-Energie verschiebt sich die Merit-Order-Struktur nach rechts (hohe Sonneneinstrahlung) oder links (geringe Sonneneinstrahlung). In Deutschland können diese Leistungsänderungen innerhalb weniger Stunden mehrere GW betragen, was auf die Volatilität der Preise durchschlägt.

Wert der Energie.

Die Produktion fällt besonders während Peak-Zeiten in Mittagsstunden an. In Deutschland ist bereits heute feststellbar, dass die Strompreise bei starker Sonneneinstrahlung und entsprechend hoher Produktion erheblich sinken. Mit verstärktem Zubau wird daher die Wertigkeit abnehmen.

Relevanz für ewz.

Im Jahr 2011 wurden rund 14 GWh PV-Strom über die ewz.solarstrombörse beschafft. Auf Grund des hohen Dachflächenpotenzials könnte PV-Strom in Zukunft einen signifikanten Beitrag zum Produktionsmix leisten. Eine Herausforderung ist der möglichst wirtschaftliche Zubau, da der Markt in der Schweiz zurzeit klein und noch wenig reif ist.

Produktionsprofil Sommerwoche.

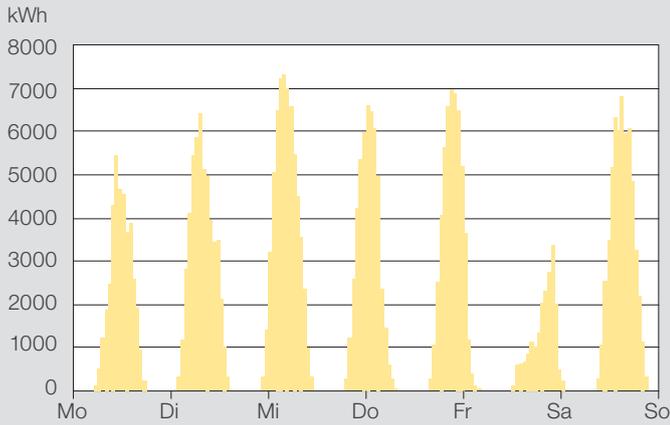


Abbildung 5.25: Wochenprofil der PV-Anlagen in der ewz.solarstrombörse im Juni 2011. Das Tagesmaximum wird in der Regel zur Mittagszeit erreicht. An bewölkten Tagen kann die Produktion jedoch stark einbrechen.

Produktionsprofil Winterwoche.

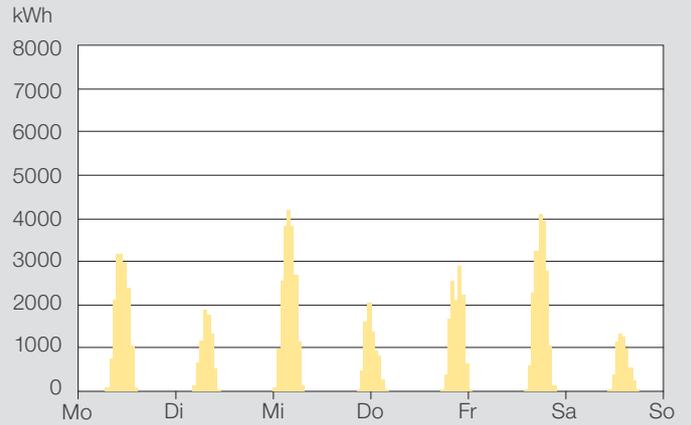


Abbildung 5.26: Wochenprofil der PV-Anlagen in der ewz.solarstrombörse im Januar 2011. Der Vergleich zu Abbildung 5.25 zeigt, dass sowohl die maximale Produktion wie auch die Zeitdauer der Produktion im Winter kleiner ist.

Jährliche Verteilung der Produktion.

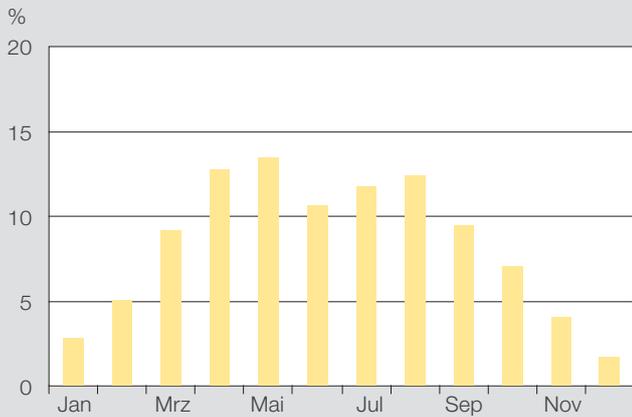


Abbildung 5.27: Statistisch fallen rund 70% der Produktion im Sommer an. In Jahren mit tiefer Sonneneinstrahlung kann es allerdings auch im Sommer einen Produktionseinbruch geben. (Datengrundlage: Produktion ewz.solarstrombörse 2011)

Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.

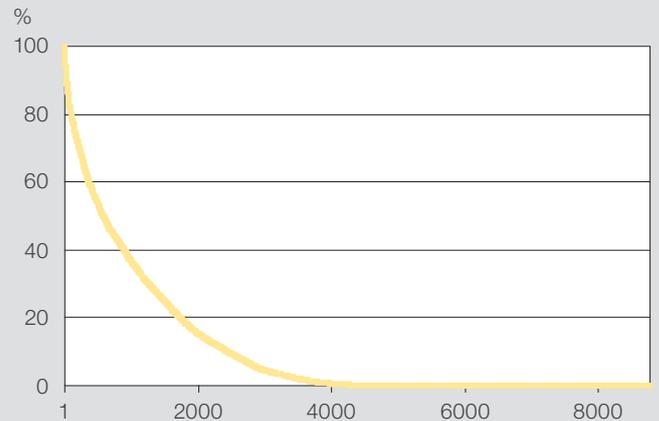


Abbildung 5.28: Dauerlinie der Stromproduktion aus PV-Anlagen. Sie zeigt, während wie vieler Stunden im Jahr eine bestimmte Mindestleistung erreicht wird. Lesebeispiel: an 1000 h im Jahr wird mindestens 35% der installierten Leistung erreicht. (Datengrundlage: enervis 2011a)

Zusammensetzung der Produktionskosten heute.

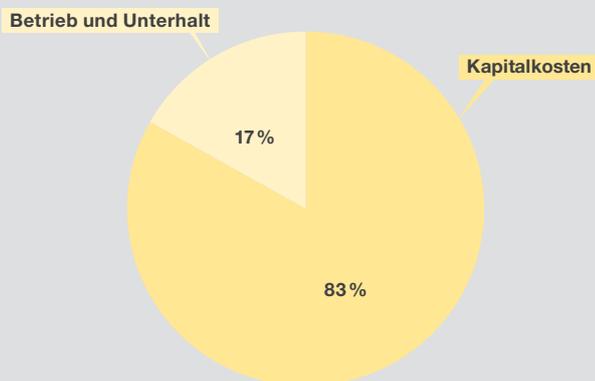


Abbildung 5.29: Die Produktionskosten werden massgeblich durch die Investitionskosten bestimmt (gemäss KEV-Sätzen für angebaute Anlagen ab März 2012). ewz geht von sinkenden Investitionskosten und B&U aus; deren Verhältnis zu den Produktionskosten bleibt unverändert.

Produktionskosten (heute, Prognose).

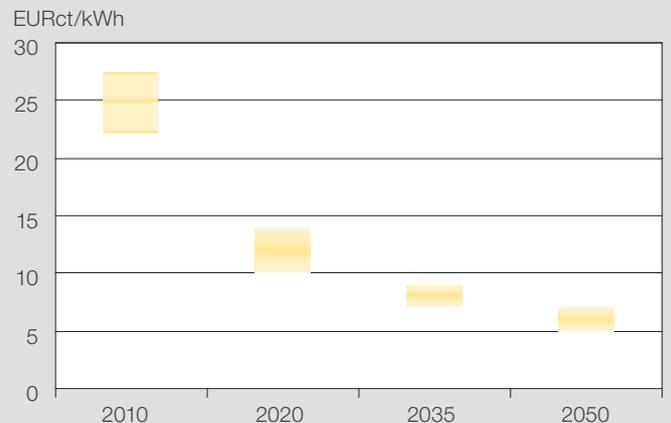


Abbildung 5.30: Mittlere Produktionskosten für Strom aus angebauten PV-Anlagen heute gemäss KEV-Sätzen ab März 2012 und ewz-Annahmen für die Entwicklung bis 2050. Die Abnahme der Produktionskosten ist durch die Absenkung der spezifischen Investitionskosten begründet.

5.4.5. Solarthermische Stromerzeugung (Concentrated Solar Power, CSP).

Erzeugungsanlage.

In CSP-Anlagen wird Sonnenlicht mit Spiegeln auf einen Absorber fokussiert, der sich stark erhitzt. Mit der Hitze wird Dampf erzeugt und auf eine Turbine geführt. Man unterscheidet vier Anlagentypen: Parabolrinnen-Anlagen, lineare Fresnelkollektor-Anlagen, Solartürme und Parabolspiegel-Dish-Anlagen. Turmkraftwerke versprechen einen höheren Wirkungsgrad, lineare Fresnelkollektoren eine Senkung der Investitionskosten und des Wasserverbrauchs, jedoch zu Ungunsten des Wirkungsgrades (IEA 2010c).

Es ist technisch möglich, die erzeugte Wärmeenergie in einem thermischen Speicher zu speichern, um sie später abzurufen. Thermische Speicher werden wegen der höheren Kosten und technischen Schwierigkeiten bis heute aber selten eingesetzt. Die Stromproduktion in Solarthermie-Anlagen wird oft durch Gas unterstützt (12% bis 15% der Jahresproduktion (IEA 2010c)). Am weitesten etabliert sind Parabolrinnenkraftwerke (über 90% der global installierten Kapazität) mit Leistungsgrößen zwischen 50 MW und 100 MW. Es gibt vereinzelt kommerzielle Turmkraftwerke und im Sommer 2012 wurde das erste kommerzielle lineare Fresnel-Kraftwerk weltweit in Spanien in Betrieb genommen (ewz ist mit 5% an der Anlage beteiligt).

Verbreitung.

CSP-Anlagen können im Gegensatz zu PV-Anlagen diffuse Sonnenstrahlung (Streuung durch Wolken) nicht nutzen und benötigen einen Standort mit hoher Direkteinstrahlung. Der Markt ist mit einer installierten Gesamtkapazität von rund 1,5 GW (Bloomberg 2012) sehr jung und stark abhängig von der Förderpolitik. Die grössten Märkte liegen in Spanien (ca. 0,9 GW) und den USA (ca. 0,5 GW). In Spanien werden auf Grund der Förderrichtlinien mehrheitlich 50-MW-Anlagen gebaut, davon rund 60% mit Speicher. In den USA sind Anlagen von 125 MW bis 250 MW ohne Speicher üblich. Im Jahr 2011 wurde die Euphorie bezüglich Solarthermie etwas gedämpft, da im Gegensatz zur Photovoltaik Kostenreduktionen nicht wie erwartet eingetreten sind. Langfristig bietet Nordafrika ein sehr grosses Potenzial, das aber durch einen verstärkten Netzausbau erschlossen werden müsste.

Einspeiseprofil.

Es treten charakteristische Peaks zur Mittagszeit und im Sommer auf (Abbildung 5.31). Dank kleinen thermischen Speichern und Gasbrennern ist die Produktion deutlich gleichmässiger als bei PV-Anlagen. Langfristig ist mit Hilfe von grösseren Speichern die Produktion von Mittellast, Bandlast und Spitzenlast denkbar. Abbildung 5.32.

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Die Produktion ist relativ gut zu prognostizieren und mit der Entwicklung von besseren thermischen Speichern in Zukunft auch regelbar.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Die Anzahl Volllaststunden ist abhängig von der Einstrahlung und den Speichermöglichkeiten (im Jahr 2010 durchschnittlich rund 2000 Volllaststunden). Mit weiter fortschreitender Entwicklung der Speichertechnologie sind bis 2050 Volllaststunden von 4000 h denkbar. Jährliche Verteilung siehe Abbildung 5.33.

Investitionen.

Im Jahr 2010 betragen die spezifischen Investitionen durchschnittlich 4800 EUR/kW (Parabolrinnenkraftwerk mit Speicher). Rund ein Drittel der Kosten entfällt auf das Solarfeld (also Spiegel und Absorber). Abbildung 5.34. Bisher ging man bei der Kostenent-

wicklung von einer ähnlichen Lernkurve wie bei der Photovoltaik aus. Im Jahr 2011 wurden diese Erwartungen, insbesondere bezüglich Zubauraten und Kostensenkungen, jedoch nicht erfüllt.

Fixe und variable Kosten.

Die Zusammensetzung der Produktionskosten ist in Abbildung 5.34 aufgezeigt. Die fixen Betriebs- und Unterhaltskosten sind gegeben durch die Lohnkosten für den Anlagenbetrieb, Unterhalt (z. B. Spiegelreinigung) und Wartung. Die variablen Grenzkosten sind tief und massgeblich durch die Brennstoffkosten für das Erdgas-Backup-System bestimmt.

Produktionskosten.

Im Jahr 2010 betragen die Produktionskosten für ein Parabolrinnenkraftwerk rund 160 bis 240 EUR/MWh. Die Produktionskosten für Strom aus Anlagen mit thermischem Speicher bewegen sich in einem ähnlichen Bereich, da die höheren Investitionskosten durch eine höhere Anzahl Volllaststunden kompensiert werden. Unter der Annahme eines deutlichen Zubaus der Kapazitäten könnten Solarthermie-Kraftwerke in Zukunft konkurrenzfähig zu Gaskraftwerken werden (ab 2020 im Mittellastbereich und ab 2030 im Bandlastbereich). Siehe Abbildung 5.35.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Die heute im Betrieb befindlichen Anlagen beziehen Einspeisevergütungen. Die Einspeisung erfolgt entsprechend privilegiert. Wegen der vernachlässigbar kleinen Grenzkosten ändert sich das Einspeiseverhalten auch dann nicht, wenn der Betreiber von CSP-Anlagen ohne Speichermöglichkeiten die Energie selbst vermarkten muss. Bei Kraftwerken mit der Möglichkeit zur Speicherung entsteht ein Opportunitätsproblem ähnlich wie bei Wasserkraftwerken, weil der Betreiber abschätzen muss, wann die höchsten Preise zu erwarten sind.

Wert der Energie.

Die Energie fällt zurzeit insbesondere mittags an. Mit Speichern könnte in Zukunft ein «Band» gefahren und Systemdienstleistungen angeboten werden.

Relevanz für ewz.

ewz ist heute an einem Pilotkraftwerk in Spanien beteiligt («Puerto Errado 2», erstes kommerzielles lineares Fresnel-Kraftwerk, ohne Gasunterstützung). Die Produktion wird durch ein Fördersystem kostendeckend vergütet (ewz-Anteil ca. 5 GWh). Es werden allgemein grosse Hoffnungen in die Solarthermie gesetzt, da sie mit verbesserter Technik (vor allem von Speichern) Spitzen- und Mittellast sowie langfristig auch Bandlast liefern könnte. Die rasche Entwicklung ist jedoch auf Grund der komplexen Technik eine Herausforderung, was gegenwärtig den globalen Ausbau der Solarthermie dämpft.

Relation zwischen Sonneneinstrahlung und Produktion.

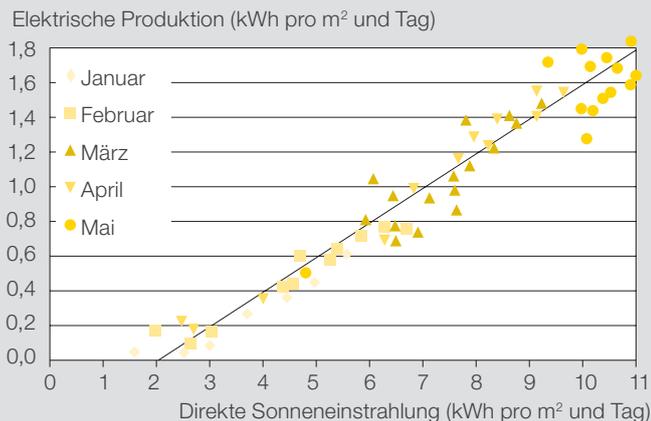


Abbildung 5.31: Tägliche Produktion in kWh pro m² in den Monaten Januar bis Mai. Die Produktion hängt von der direkten Sonneneinstrahlung ab. (Quelle: IEA 2010c)

Typische Betriebsweise eines Solarthermiekraftwerks.

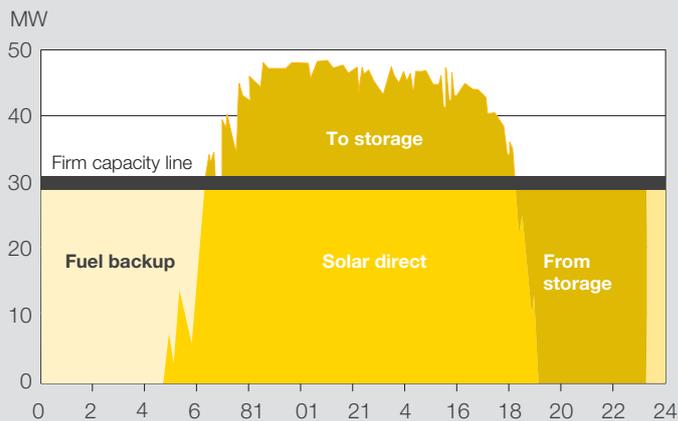


Abbildung 5.32: Die typische Betriebsweise orientiert sich grundsätzlich an Solareinstrahlung, kann aber durch Speicher und Erdgas-Unterstützung geglättet werden. (Quelle: SolarPACES 2008)

Jährliche Verteilung der Produktion.

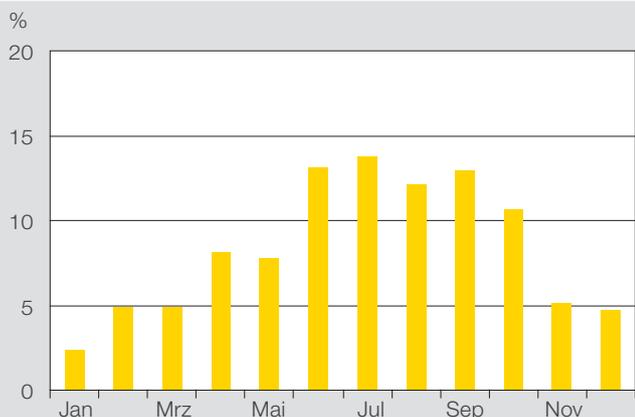


Abbildung 5.33: Anteil der monatlichen Produktion an Jahresproduktion im Jahre 2011 in Spanien (bereinigt um Zubau). Per Dezember 2011 betrug die installierte Leistung aller CSP-Anlagen in Spanien 983 MW. (www.bnef.com)

Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.

Zurzeit orientiert sich die Produktion stark an der verfügbaren Sonneneinstrahlung. Mit der Weiterentwicklung von thermischen Speichern könnte in Zukunft vermehrt Mittel- oder Bandlast produziert sowie Systemdienstleistungen (Regelenergie, Spitzenlast) angeboten werden.

Zusammensetzung der Produktionskosten heute.

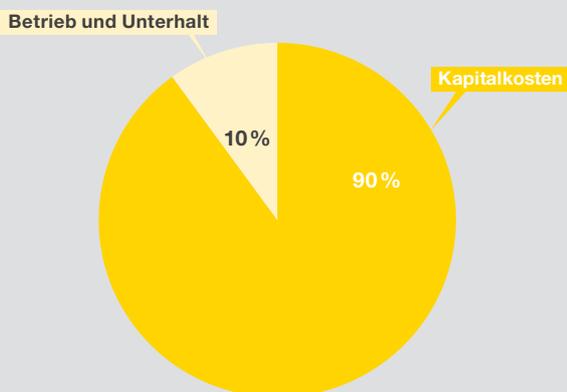


Abbildung 5.34: Die Produktionskosten werden massgeblich durch die Investitionskosten bestimmt (Daten für Parabolrinnenkraftwerk mit Speicher; www.bnef.com). ewz geht von sinkenden Investitions- und B&U-Kosten aus.

Produktionskosten (heute, Prognose).

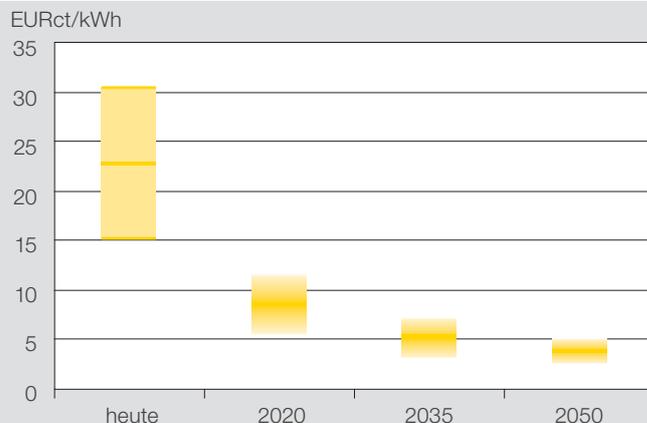


Abbildung 5.35: ewz erwartet mittel- und langfristig eine starke Degression der Produktionskosten. Die Unsicherheiten aber sind bei der noch jungen Technologie gross.

5.4.6. Biomasse (Holz, biogene Abfälle).

Erzeugungsanlage.

Biomasse-Kraftwerke nutzen die in biogenem Material vorhandene Energie zur Erzeugung von Strom und Wärme. Es wird grundsätzlich zwischen drei Typen von Biomasse unterschieden: Holz, meist Altholz oder frisches, nicht weiter verwertbares Waldholz, landwirtschaftliche Biomasse wie Hofdünger oder eigens angebaute Energiepflanzen (z. B. Raps) und biogene Abfälle, also der biogene Anteil des häuslichen Abfalls sowie Klärschlamm. Abhängig vom Eingangsmaterial (feucht oder trocken) können technologisch zwei Typen von Anlagen unterschieden werden. Die trockene Biomasse wird zur Dampferzeugung direkt verbrannt und mittels einer Dampfturbine verstromt. Die feuchte Biomasse wird in einem Gärprozess zu Biogas weiterverarbeitet und das erzeugte Biogas ins Gasnetz eingespeist oder direkt am Standort in einem Blockheizkraftwerk verstromt. Die Anlagegrößen variieren von sehr kleinen Kraftwerken (landwirtschaftliche Biogasanlagen mit ca. 50 kW) bis hin zu industriellen 10-MW-Anlagen, deren Prozesse professionell überwacht werden (Kehrichtverbrennungsanlage oder Holzheizkraftwerk). Der elektrische Wirkungsgrad ist höher bei grossen Anlagen und erreicht bei Biogas-Blockheizkraftwerken bis zu 35%. Bei der Verstromung von Biomasse fällt immer Abwärme an. Um die Gesamteffizienz und die Wirtschaftlichkeit zu verbessern, sollte diese wenn immer möglich genutzt werden (Wärmeerkopplung (WKK), vgl. 5.3). Die Verbrennungs- und Vergärungstechnologie ist weitgehend ausgereift. Neue Konzepte in der Pilotphase sind z. B. die Holzvergasung mit Aufbereitung zu Biogas und die Methan-Brennstoffzelle.

Verbreitung.

Im Jahr 2010 stammte der Strom aus neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz zu 90% aus Biomasse (Biomasse-Stromproduktion 2010 rund 1,3 TWh). Davon stammte die Mehrheit aus KVA (rund die Hälfte des Kehrichts gilt als erneuerbar respektive biogen) (BFE 2010b). Biomasseanlagen mit Stromproduktion sind an Standorte mit gesicherter Wärmeabnahme gebunden (z. B. grosse Siedlungen, Industrie). Auf Grund des langfristig sinkenden Wärmebedarfs und einer in Zukunft verstärkten Biotreibstoffnutzung ist das erwartete zusätzliche Stromproduktionspotenzial in der Schweiz auf ca. 4 TWh bis 6 TWh begrenzt (BFE 2010b). Dies entspricht rund 5% bis 10% des zukünftigen erwarteten Strombedarfs im Jahr 2050.

Einspeiseprofil.

Biomasseanlagen mit Stromproduktion werden wärmegeführt. Bei industrieller Wärmeabnahme (Prozesswärme) sind ein ganzjähriger Betrieb und damit die ganzjährige Stromproduktion (Bandproduktion) möglich. Bei Komfortwärmenutzung erfolgt der Betrieb mehrheitlich im Winter (siehe Beispiel Holzheizkraftwerk Aubrugg, Abbildung 5.36, Sommerwoche, und Abbildung 5.37, Winterwoche. Abbildung 5.38 zeigt die jährliche Verteilung der Produktion des Beispielkraftwerks.

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

Dampfkraftwerke und insbesondere Blockheizkraftwerke sind gut regelbar und prognostizierbar. Zurzeit gibt es Bestrebungen, über Verbunde von Blockheizkraftwerken Systemdienstleistungen (Regelenergie) anzubieten.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Die Anzahl Volllaststunden ist stark von der Wärmenachfrage des Standorts abhängig. Anlagen mit Prozesswärmebereitstellung erzielen ca. 5000 h bis 7000 h. Bei Komfortwärmenutzung (Siedlungen) sind rund 3500 h bis 4000 h möglich.

Investitionen.

Die spezifischen Investitionskosten sind abhängig vom Anlagentyp (Gas- respektive Dampfturbine) und variieren mit der Anlagengrösse. Falls ein Wärmenetz erforderlich ist, sind auch diese Kosten zu berücksichtigen. Holzheizkraftwerke kosten ca. 4800 bis 6500 EUR/kW und Biogasanlagen ca. 2800 bis 5000 EUR/kW (landwirtschaftliche Anlagen bis über 7000 EUR/kW). Auf Grund technischer Entwicklungen und Skaleneffekten geht man bei Biogasanlagen bis 2050 von einer moderaten Senkung der Investitionskosten von 20% aus. Bei Holzheizkraftwerken wird keine signifikante Reduktion erwartet (Prognos 2009).

Fixe und variable Kosten.

Der fixe Anteil für Betrieb und Unterhalt ist durch Personal- und Wartungskosten gegeben. Bezüglich Brennstoff (variable Kosten) muss man zwischen zwei Fällen unterscheiden: Kosten für Holz, die beim Betreiber anfallen (rund 3 EURct/kWh_{input}), und Gebühren für die Entsorgung biogener Abfälle, die der Betreiber einfordern kann. Auf Grund der steigenden Nachfrage steigen einerseits die Holz-Brennstoffkosten, sinken aber andererseits auch die Gebühren für biogene Abfälle, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt. Siehe Abbildung 5.39.

Produktionskosten.

Die Stromproduktionskosten sind stark abhängig von den Investitionskosten (Anlage und eventuell auch Wärmenetz), der Anzahl Betriebsstunden (standortabhängig), den Brennstoffkosten bzw. den Entsorgungsgeldern und dem erzielbaren Wärmepreis (orientiert sich am Preis für Wärme aus einem Gasbrenner). Die Kosten und ihre Schwankungsbreiten illustriert Abbildung 5.39. Obwohl die Investitionskosten in Zukunft teilweise leicht sinken, werden die Rohstoffpreise steigen (bzw. Gebühren sinken), so dass sich die Produktionskosten wahrscheinlich konstant bis leicht steigend entwickeln. Auch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) sieht bei Biomasseanlagen keine Kostendegression vor. Eine Prognose der Produktionskosten zeigt Abbildung 5.40.

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Für die Preisfindung an der Schweizer Elektrizitätsbörse sind Biomassekraftwerke auf Grund ihres sehr geringen Marktanteils nicht relevant.

Wert der Energie.

Nicht ganzjährig betriebene Biomassekraftwerke speisen den erzeugten Strom im Winter ins Netz und produzieren somit Energie, die mindestens dem Base-Wert entspricht. Weil zurzeit alle Biomassekraftwerke entweder eine kostendeckende Einspeisevergütung erhalten oder Ökostromzertifikate verkaufen können, ist die Wirtschaftlichkeit nicht von der Vermarktung am Elektrizitätsmarkt abhängig. Die Wärme, welche bei den biologischen Prozessen und der Verbrennung der festen Biomasse oder Biogas frei wird, hat ebenfalls einen Wert. Dieser orientiert sich daran, zu welchem Preis mit fossilen Energieträgern (meist Gas) Wärme erzeugt werden kann. Der Wert dieser Wärme kann entweder bei den Stromproduktionskosten abgezogen oder als zusätzlicher Ertrag betrachtet werden (Wärmegutschrift).

Relevanz für ewz.

ewz besitzt keine eigenen Biomasseanlagen. Im Jahr 2011 hat ewz rund 50 GWh Biomassestrom respektive ökologischen Mehrwert über Verträge beschafft (davon 15 GWh physisch). Die Beschaffung soll auch in Zukunft prioritär über Verträge erfolgen. Für das langfristige Portfolio von ewz bleibt Biomasse untergeordnet, da die Standortsuche schwierig ist und sich keine deutlichen Kostensenkungen abzeichnen.

Produktionsprofil Sommerwoche.

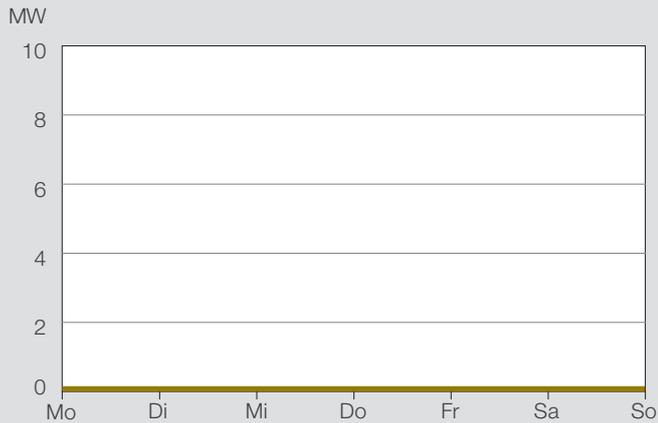


Abbildung 5.36: Biomasseanlagen werden wärmegeführt. Der Standort und die Wärmenutzung bestimmen die Produktion im Sommer. Bei Komfortwärmenutzung erfolgt kein Betrieb (Abbildung 5.38), bei Prozesswärmenutzung ist die Produktion ganzjährig konstant (Bandlast).

Produktionsprofil Winterwoche.

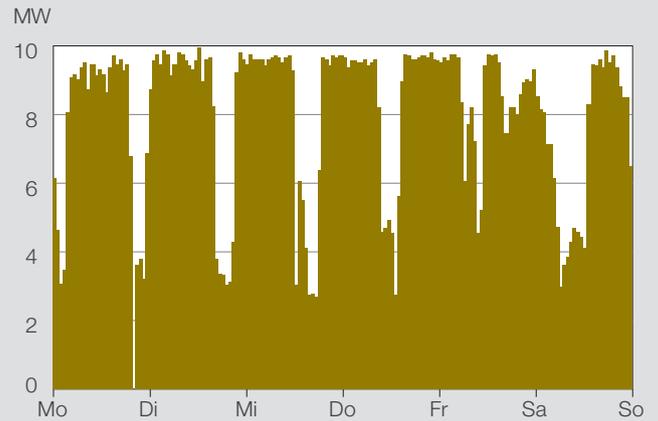


Abbildung 5.37: Produktionsprofil des Holzheizkraftwerkes Aubrugg, welches ans Fernwärmenetz der Stadt Zürich angeschlossen ist (Januar 2011). Die Stromproduktion folgt dem Bedarf des Fernwärmegebietes (Wärmeführung) und ist tagsüber am höchsten.

Jährliche Verteilung der Produktion.

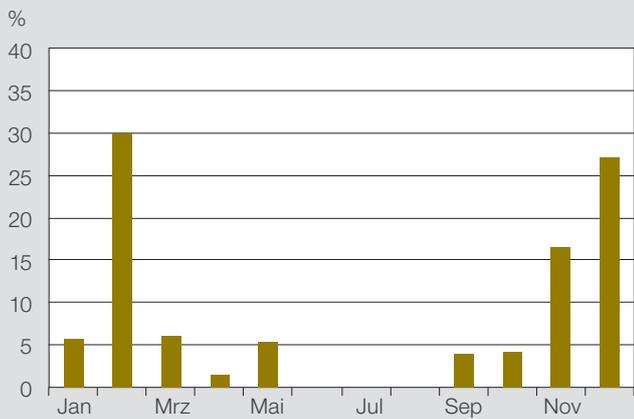


Abbildung 5.38: Ganzjähriges Produktionsprofil des Holzheizkraftwerkes Aubrugg im Jahr 2011. Die Produktion ist aufgrund des Fernwärmebedarfs im Winterhalbjahr am höchsten und fällt im Sommer ganz aus (die Produktion im Januar war aus technischen Gründen eingeschränkt).

Produktionskosten 2012, Vergleich der Technologien.

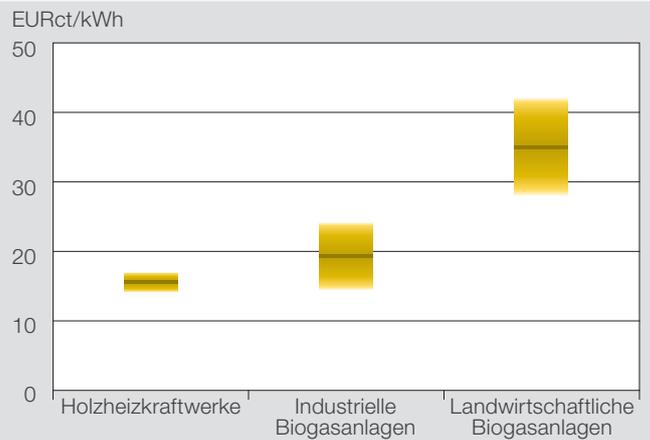


Abbildung 5.39: Die Produktionskosten von Biomasseanlagen variieren stark. Grosse Anlagen mit hoher Betriebsdauer produzieren kostengünstiger (z.B. Holzheizkraftwerke mit Fernwärmeanschluss) als mittlere industrielle oder kleinere landwirtschaftliche Biogasanlagen.

Produktionskosten Zusammensetzung.

Die Produktionskosten für Strom aus Biomassekraftwerken sind abhängig von Typ, Grösse und Standort der Anlage. Es ist nicht sinnvoll, die Produktionskosten nach Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten aufzuschlüsseln, weil sich die Zusammensetzung von Anlage zu Anlage unterscheidet. Die Produktionskosten sind zudem von diversen exogenen Faktoren abhängig. So orientieren sich die Kosten für die Biomasse daran, wie diese sonst verwertet werden könnte (z.B. Verfütterung an Nutztiere).

Produktionskosten industrielle Biogasanlage (heute, Prognose).

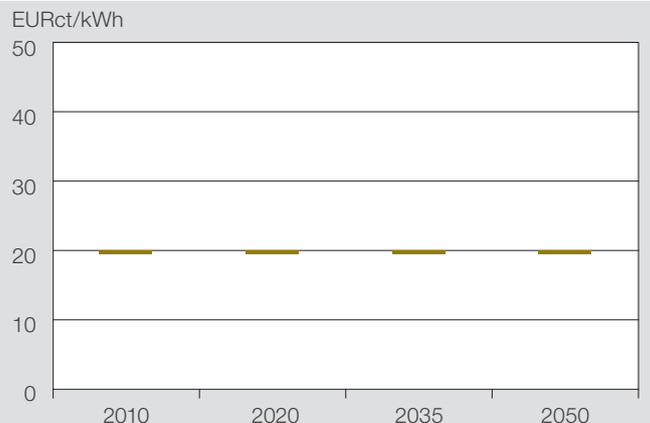


Abbildung 5.40: Aufgrund der steigenden Brennstoffkosten bzw. der sinkenden Entsorgungsgebühren und der geringen technischen Weiterentwicklung geht ewz bis 2050 von gleichbleibenden Produktionskosten aus.

5.4.7. Kombiniertes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD).

Erzeugungsanlage.

GuD-Kraftwerke kombinieren Gas- und Dampfturbinen in einem Kraftwerksblock von jeweils 400 MW bis 500 MW. Der Brennstoff Erdgas (auch Bio- und Kohlegas) wird in einer Gasturbine verfeuert; mit der anfallenden Abwärme wird Dampf erzeugt, der in einem nachgelagerten Prozess einer Dampfturbine entspannt wird. Die Kombination der beiden Prozesse erlaubt in neuen GuD-Anlagen einen für thermische Kraftwerke sehr hohen Wirkungsgrad von bis zu 60%. Moderne Anlagen sind technologisch ausgereift, wesentliche Wirkungsgradverbesserungen deshalb nicht zu erwarten (IEA 2010d).

Verbreitung.

Heute wird in allen zentraleuropäischen Märkten Gas verstromt – in Gasturbinen, in WKK- oder GuD-Anlagen. In der Schweiz ist der Anteil vernachlässigbar klein, in Italien wird rund die Hälfte der Elektrizität aus Erdgas erzeugt. Mit weiterhin tiefen Weltmarktpreisen für Gas ist davon auszugehen, dass der Bau von GuD-Anlagen als Ersatz für auslaufende thermische Anlagen in allen Marktgebieten wirtschaftlich attraktiv ist. In der Schweiz ist der Bau von GuD grundsätzlich möglich, zurzeit sind die Vorschriften zur Kompensation der CO₂-Emissionen so ausgestaltet, dass die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist. Abgesehen davon gibt es in der Schweiz aus technischer und wirtschaftlicher Sicht keine Standortnachteile gegenüber dem umliegenden Ausland.

Einspeiseprofil.

Gaskraftwerke werden nur dann hochgefahren, wenn der aktuelle Strompreis die kurzfristigen Grenzkosten übersteigt. Um die Anlage durch häufiges Hoch- und Herunterfahren nicht zu stark zu belasten, ist der Betreiber bemüht, das Kraftwerk während mindestens 4 h (besser 8 h bis 12 h) zu fahren. Im Winter, wenn die Preise getrieben durch die stärkere Nachfrage höher sind, werden die Kraftwerke häufiger und länger betrieben. Siehe Abbildung 5.41 (Sommer) und Abbildung 5.42 (Winter).

Regelbarkeit und Prognostizierbarkeit.

GuD-Kraftwerke sind die am flexibelsten einsetzbaren thermischen Kraftwerke. Nach längerem Stillstand (Kaltstarts) brauchen sie aber ca. 3 h bis zur vollen Leistung. Ist diese erreicht, können 800-MW-GuD in einem kleinen Band (± 10 MW) Primär- und Sekundärregelleistung anbieten (Wasserkraftwerke sind wesentlich flexibler). Eine Reduktion der Leistung ist dank der Kombination der Gas- und Dampfprozesse praktisch stufenlos möglich (± 20 MW/min). Abhängig vom Arbeitspunkt reduziert sich der Wirkungsgrad.

Volllaststunden und gesicherte Leistung.

Die jährlichen Volllaststunden variieren abhängig von Gas-, CO₂- und Strompreis sowie Wirkungsgrad der Anlage (in den letzten Jahren zwischen 3000 h bis 5000 h) (IEA 2010d). Sollen in der Schweiz GuD als Ersatz für wegfallende Kernkraftwerkskapazitäten zu gebaut werden, ist von tendenziell höheren Volllaststunden auszugehen.

Investitionen.

Die spezifischen Investitionen pro installierte Leistung betragen ca. 800 Euro/MW. Im Vergleich zu anderen thermischen Kraftwerken benötigen GuD also deutlich weniger Mittel für die Bereitstellung von Leistung (z. B. Steinkohle ca. 2000 Euro/MW). ewz erwartet keine Degression der Kosten; die Technologie ist ausgereift, der Bau der Turbinen ein Volumengeschäft. Es wird davon ausgegangen, dass sich die

spezifischen Investitionen auf Grund steigender Materialpreise leicht erhöhen.

Fixe und variable Kosten.

Die kurzfristigen Grenzkosten werden von den Kosten für Gas und CO₂ gesetzt (Abbildung 5.43). Die Wartungskosten (Betrieb und Unterhalt) sind nicht nur abhängig von den Betriebsstunden, sondern massgeblich vom Hoch- und Runterfahren des Kraftwerks.

Produktionskosten.

Die heutigen Produktionskosten liegen bei 8 EURct./kWh. Es wird ein Anstieg, primär verursacht durch ansteigende Gas- und CO₂-Preise, prognostiziert (Abbildung 5.44).

Rolle der Erzeugungstechnologie im Elektrizitätsmarkt.

Bei der Nomination der GuD-Kraftwerke versucht der Betreiber neben dem Aufwand für Gas- und CO₂-Emissionsrechte auch die Kosten für den Wartungsvertrag zu berücksichtigen. Weil Hoch- und Herunterfahren die Anlage wesentlich stärker beanspruchen als eine konstante Produktion, werden an den Börsen meistens Blockgebote platziert. Die kurzfristigen Grenzkosten von GuD liegen zwischen denjenigen von Steinkohlekraftwerken und ineffizienten Gas- oder Ölkraftwerken. Im heutigen deutschen Markt bestimmen GuD in Zeiten hoher Residuallast den Strompreis. Werden bestehende Bandkraftwerke (z. B. KKW) durch GuD-Anlagen ersetzt, so führt dies dazu, dass bereits in Zeiten mittlerer Last der Preis durch GuD bestimmt wird und somit das mittlere Preisniveau ansteigt.

Wert der Energie.

GuD werden dann eingesetzt, wenn der Marktpreis hoch ist und somit ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann. Die Preise, welche der Betreiber für die produzierte Energie im Mittel lösen kann, bewegen sich ca. 20% bis 30% über dem mittleren Marktpreis (Base-Preis).

Relevanz für ewz.

ewz besitzt heute keine GuD-Anlagen und ist auch nicht an solchen beteiligt. Aus versorgungstechnischer Sicht ist es möglich, die stochastisch einspeisenden Erzeugungsanlagen mit GuD-Kraftwerken zu ergänzen. Die flexibel einsetzbaren GuD-Kraftwerke in Kombination mit Wind- und Solarkraftwerken sind damit in der Lage, Bandlastkraftwerke (z. B. Kernkraftwerke) zu ersetzen.

Produktionsprofil Sommerwoche.

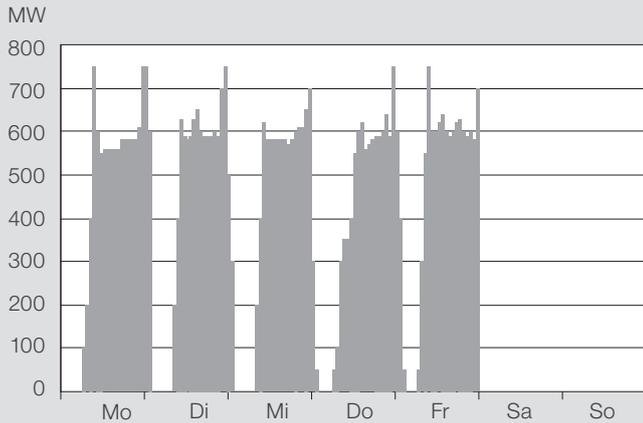


Abbildung 5.41: Typisches Produktionsprofil am Beispiel einer deutschen 790 MW-Anlage (Juli 2011). Tagsüber unter der Woche wird das Kraftwerk betrieben; über Nacht sowie am Wochenende abgeschaltet. Im Teillastbetrieb ist es möglich, Regelernergie anzubieten.

Produktionsprofil Winterwoche.

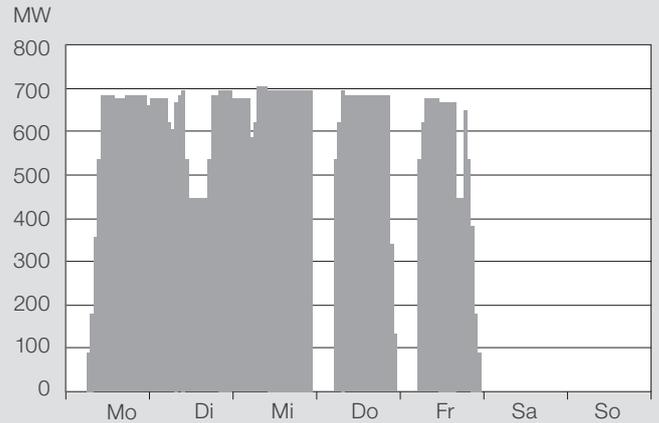


Abbildung 5.42: Typisches Produktionsprofil am Beispiel einer deutschen 790 MW-Anlage (Februar 2011). Aufgrund des höheren Preisniveaus im Winter kann ein Betrieb über mehrere Tage wirtschaftlich sein (auch über die Nacht, je nach Rentabilität).

Jährliche Verteilung der Produktion.

Gaskraftwerke produzieren dann, wenn die Stromnachfrage gross ist. Über das Jahr betrachtet ist dies historisch vor allem im Winter der Fall. Die Abweichung respektive die Variabilität von Jahr zu Jahr ist aber so gross, dass keine allgemein gültige Aussage über die genaue jahreszeitliche Verteilung gemacht werden kann.

Verfügbarkeit der Leistung.

Ausserhalb der regelmässigen Wartungsfenster verfügen GuD-Anlagen über eine sehr hohe Leistungsverfügbarkeit. Wenn die Anlagen aus bestimmtem Grund auf jeden Fall am Netz sein müssen, so wird der Betreiber die Anlage bereits einige Stunden vorher hochfahren. Die hohe Komplexität des Kraftwerks führt dazu, dass einzelne Starts nicht erfolgreich sind.

Zusammensetzung der Produktionskosten heute.

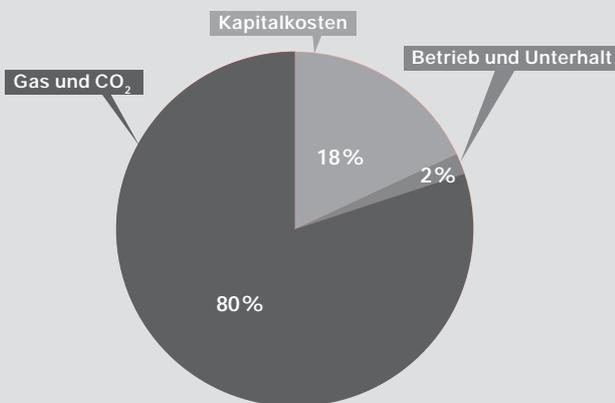


Abbildung 5.43: Die Produktionskosten für Strom aus GuD werden von den Ausgaben für Brennstoff und CO₂-Emissionsrechte dominiert. Erhöht sich der Gaspreis oder der CO₂-Preis, so beeinflusst dies direkt die Produktionskosten für Strom aus GuD-Anlagen.

Produktionskosten (heute, Prognose).

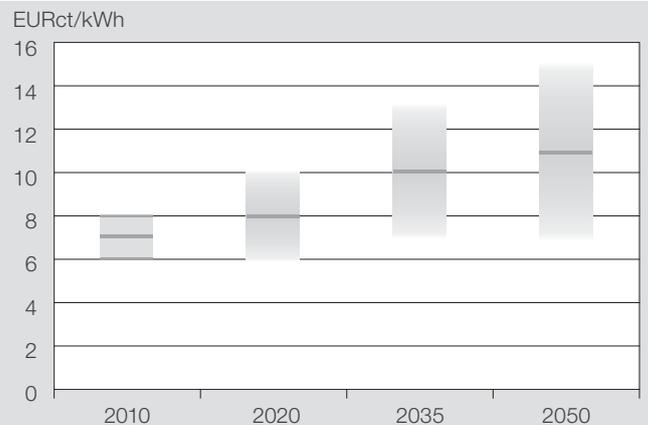


Abbildung 5.44: Heutige Produktionskosten und ewz-Annahmen für die Entwicklung bis 2050. Der Anstieg der Produktionskosten ist primär der Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise geschuldet.

5.5. Vergleich der Technologien.

In diesem Teil werden die ausgewählten Technologien hinsichtlich der aktuellen (im Jahr 2010) und den langfristig erwarteten Investitions- und Produktionskosten verglichen. Wie in den Technologieblättern erläutert, hängen die Investitionskosten von den konkreten Standorten, vom verwendeten Technologietyp und von der Grösse der Anlage ab. Da diese Problematik bei den Wasserkraftwerken und den Biomasseanlagen besonders ausgeprägt ist, werden für diese beiden Technologien die Spannbreiten der möglichen Investitionskosten angegeben. Selbstverständlich sind genaue Schätzungen auch bei den anderen Technologien mit Unsicherheiten verbunden, dürften jedoch weniger gross sein. Die sich schnell ändernden Kosten der neuen erneuerbaren Energien (PV, Solarthermie und zum Teil Wind) erschweren eine Kostenschätzung. Die technologiespezifischen Investitionskosten für die Jahre 2010 und 2050 sind in Abbildung 5.45 dargestellt.

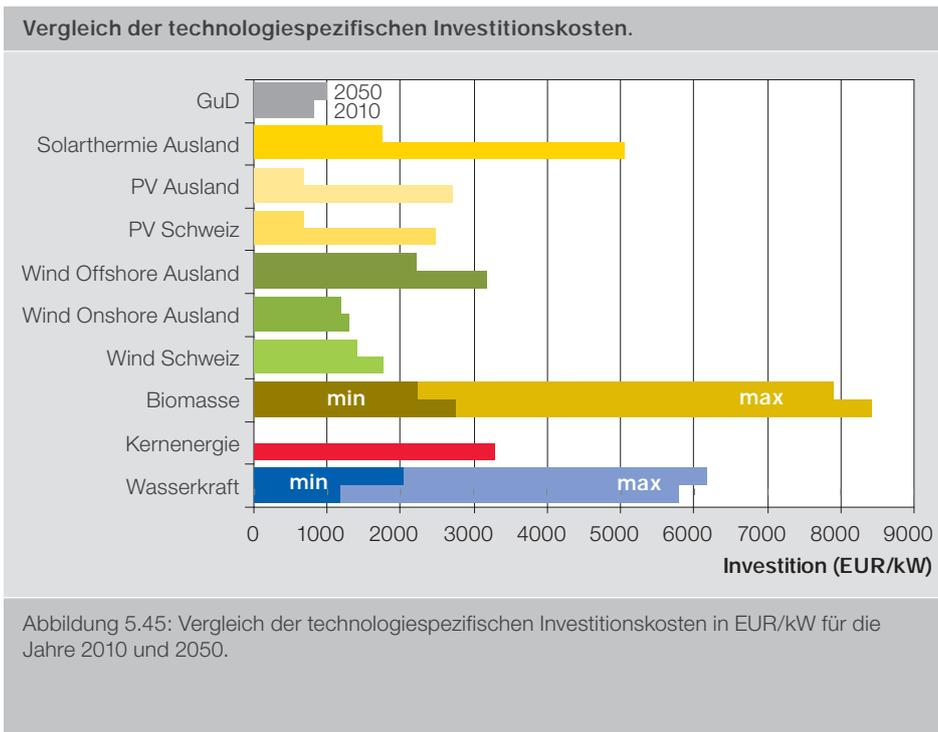
Die beiden konventionellen und ausgereiften Technologien GuD und Wasserkraft (an den guten Standorten) haben zurzeit die tiefsten spezifischen Investitionskosten. Zu beachten ist allerdings die grosse Spannweite der Investitionskosten bei der Wasserkraft. Nicht nur der Standort ist dafür ausschlaggebend, sondern auch die Tech-

nologie, da sich die Investitionskosten von Laufkraftwerken massgeblich von solchen von Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden. In den Abbildungen werden sie deshalb als minimaler und maximaler Balkenwert angezeigt.

Von den neuen erneuerbaren Energien weisen die ausländischen Onshore-Windkraftanlagen die tiefsten Investitionskosten pro installierter Leistungseinheit auf. Investitionen in Windkraftanlagen in der Schweiz sind wegen höherer Bodenpreise und Arbeitskosten sowie fehlenden Skalenerträgen (kleinere Windparks) gegenüber ausländischen Anlagen etwas teurer. Insbesondere wegen der anspruchsvolleren Fundamente und Netzanschlüsse sind Offshore-Anlagen gegenwärtig am kostspieligsten.

Gegenüber Windkraftanlagen weisen die Solartechnologien höhere Investitionskosten auf. Insbesondere die Investitionskosten von solarthermischen Anlagen sind mit rund 5000 EUR pro kW vergleichsweise hoch. Auf Grund der bedeutenden Unterschiede zwischen z. B. landwirtschaftlichen und industriellen Anlagen fallen die Investitionskosten für Biomasseanlagen sehr unterschiedlich aus. Sie sind im Vergleich zu den anderen Technologien als tendenziell hoch bis sehr hoch einzustufen.

Die spezifischen Investitionskosten der Kernenergie befinden sich zurzeit im Ver-



gleich zu den anderen betrachteten Technologien im Mittelfeld. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass die gegenwärtig in Westeuropa laufenden Projekte für den Bau einer neuen Generation Kernkraftwerke (Projekte Flamanville in Frankreich und Olkiluoto in Finnland) massive Bauverzögerungen und Kostenüberschreitungen verzeichnen.

Bis ins Jahr 2050 werden einige deutliche Änderungen in den spezifischen Investitionskosten prognostiziert. Massive Verringerungen der Investitionskosten werden bei der PV und der Solarthermie erwartet. Diese Kostenverringerung ist auf das starke Wachstum der installierten Leistung zurückzuführen, das in den letzten Jahren auf Grund der zahlreichen nationalen Fördermodelle stattgefunden hat. Auch bei den Windkraftwerken wird von einer Verringerung der Investitionskosten ausgegangen. Diese ist jedoch weniger stark ausgeprägt als bei den Solartechnologien, da die Technologie als ausgereift beurteilt wird und generell nur geringe Wirkungsgradverbesserungen erwartet werden.

Auch bei Biomassekraftwerken kann, wenn überhaupt, nur von geringen Reduktionen der Investitionskosten ausgegangen werden. Diese sind am ehesten bei den Biogasanlagen zu erwarten. Bei Holzheizkraftwerken wird von keiner signifikanten Verringerung ausgegangen.

Bei den konventionellen, ausgereiften Technologien (GuD, Wasserkraft) rechnet man mit keiner Senkung der Investitionskosten. Die Produktionskosten für Strom aus GuD steigen wegen des erwarteten Anstiegs von Gas³² und CO₂-Kosten leicht an.

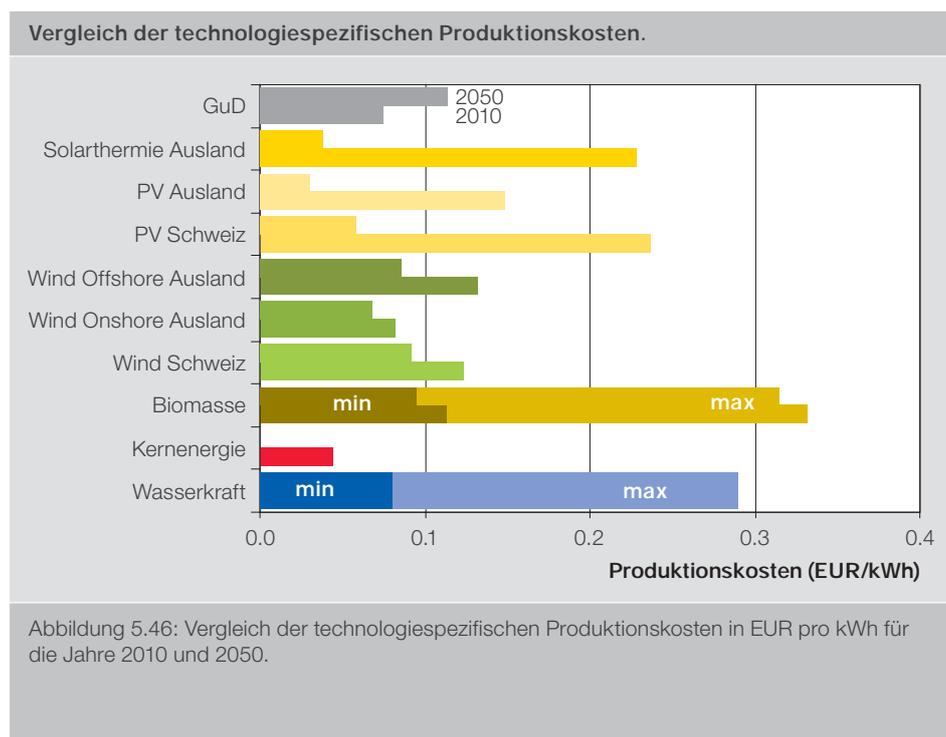
Die guten Standorte für die Produktion von Wasserkraft sind bereits genutzt. Der Bau von neuen Anlagen ist nur an ungünstigeren Standorten möglich, wodurch höhere Investitionskosten pro installiertem kW entstehen.

Auf Grund des Entscheids, aus der Kernenergie auszustiegen, werden keine Investitionskosten für 2050 angegeben. Die Investitionsausgaben für die Stilllegung und den Rückbau fliessen in die laufenden Kosten der Anlagen ein und werden hier nicht separat ausgewiesen.

Abbildung 5.46 stellt die Produktionskosten für die Jahre 2010 und 2050 dar.

Die Produktionskosten werden mit dem sogenannten Ansatz der «Levelized Costs of Electricity» berechnet. Dieser standardisierte Ansatz erlaubt es, die Produktionskosten verschiedener Technologien zu vergleichen. Dabei werden innerhalb einer gewissen Amortisationsdauer alle Ausgaben – also Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten, allfällige Brennstoff-

32 Gemäss «gas scenario» des World Energy Outlook 2011 (IEA 2011)



und CO₂-Kosten – mit der kumulierten Produktion dividiert. Ausgaben und Produktion werden jeweils mit einem konstanten Zinssatz diskontiert (Barwert). Die Produktionskosten der Anlage entsprechen dem Preis, der erzielt werden muss, um die Anlage innerhalb der Amortisationsdauer rentabel zu betreiben.

Zurzeit produzieren die ausgereiften Technologien Kernenergie, Wasserkraft und GuD mit den tiefsten Kosten. Allerdings ist zu beachten, dass Produktionskosten von ausländischen Onshore-Windanlagen bereits sehr nahe bei den Produktionskosten dieser Technologien sind. Die tiefen Investitionskosten und die immer noch relativ tiefen Brennstoff- und CO₂-Kosten bewirken die vergleichsweise tiefen Produktionskosten von GuD-Anlagen. Dabei wird angenommen, dass GuD mit 5250 Stunden pro Jahr betrieben werden können. Mit einer schwächeren Auslastung der Anlagen würden die Produktionskosten dieser Technologie schnell ansteigen.

Die Produktionskosten von Wasserkraftwerken spiegeln die Investitionen wieder, da diese zu einem grossen Teil die Produktionskosten bestimmen.

Bei den neuen erneuerbaren Energien hängen die Produktionskosten und ihre Entwicklung wesentlich von der Höhe der Investitionskosten und deren Degression sowie den erwarteten Wirkungsgradverbesserungen ab. Biomasse bildet hier mit einer nur geringen Abnahme eine Ausnahme. Eine allfällige Senkung der Investitionskosten von Anlagen wird teilweise durch die steigenden Rohstoffpreise ausgeglichen. Auf Grund der steigenden Investitionskosten sowie der Annahme von steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten erhöhen sich die Produktionskosten von GuD-Anlagen bis 2050.

Die betrachteten Technologien weisen nicht nur unterschiedliche Produktionskosten auf, sondern auch eine andere «Qualität» des produzierten Stroms. So können teure Pumpspeicherkraftwerke sehr gezielt bei hohen Strommarktpreisen eingesetzt werden. Dieser Spitzenstrom hat dadurch einen höheren Wert als Strom, der kontinuierlich, d. h. auch zu Zeiten, in denen die Strommarktpreise tief sind, ins Netz eingespeist wird. Ein Kraftwerk, das solche kontinuierlichen Einspeisemuster aufweist, erzielt auf dem Grosshandelsmarkt den

sogenannten «Base-Preis». Dies ist beispielsweise für Kernkraftwerke oder Biomasse-Anlagen der Fall, die kontinuierlich betrieben werden können. Die neuen erneuerbaren Energien, für die ein stochastisches Einspeiseverhalten charakteristisch ist, erzielen Preise unter dem Base-Wert. Zusätzlich eignen sich die Technologien unterschiedlich gut, um am Markt sogenannte Systemdienstleistungen anzubieten (vgl. anschliessender Exkurs).

5.6. Exkurs: Systemdienstleistungen.

Als Systemdienstleistungen werden die von Strommarkt-Teilnehmern erbrachten Dienstleistungen verstanden, die den stabilen Betrieb der Netze sicherstellen. In der Schweiz ist Swissgrid für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Swissgrid besitzt selber keine Kraftwerke und kauft die Systemdienstleistungen deshalb an einem eigens geschaffenen Markt ein.

Die bekanntesten und auch teuersten Systemdienstleistungen dienen der Netzregelung. Ein stabiler Betrieb der Netze ist nur möglich, wenn jederzeit dieselbe Menge Energie ins Netz eingespeist wird, wie anderswo entnommen. Wenn dieser Mechanismus aus dem Gleichgewicht gerät (beispielsweise durch die unvorhergesehene Abschaltung eines Kernkraftwerkes), müssen Kraftwerke bereitgestellt werden, die unmittelbar reagieren können und die fehlende Energie ins Netz einspeisen.

Bei der Netzregelung wird zwischen drei verschiedenen Systemdienstleistungen unterschieden. Die Anbieter dieser Dienstleistungen müssen unterschiedlich schnell auf Ungleichgewichte im Netz reagieren können.

Sogenannte Primär- und Sekundärregelung wird in der Schweiz gegenwärtig vor allem von Wasserkraftwerken angeboten. Die Kraftwerke müssen dazu ihre Turbinen laufen lassen, die dann zur Korrektur unmittelbar hoch- oder zurückgefahren werden können.

Tertiärregelung kann auch von grossen thermischen Kraftwerken angeboten werden. Die Kraftwerksbetreiber verpflichten sich dazu, die Leistung ihrer Anlage innerhalb weniger Minuten um einen bestimmten Wert zu erhöhen (positive Tertiärregelung) oder zu verringern (negative Tertiärregelung).

Zu den Systemdienstleistungen zählen weiter der Ersatz von Wirkverlusten, die Spannungshaltung und die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit nach einem Black-Out³³. Produzenten haben die Möglichkeit, mit ihren Kraftwerken Systemdienstleistungen zu erbringen und entsprechende Erträge zu generieren.

5.7. Schlussfolgerungen.

Die heutige Produktion von ewz basiert hauptsächlich auf den beiden Technologien Wasserkraft und Kernenergie (je rund 47 %). Obwohl ewz als Pionierin beim Ausbau der neuen erneuerbaren Energien gilt (z. B. mit Einführung der ewz.solarstrombörse) und in den letzten Jahren auch an wichtigen Projekten beteiligt war, liegt der Anteil dieser neuen Technologien nur bei rund 5 %.

Mit dem Beschluss, aus der Kernenergie auszusteigen, hat die Bedeutung eines Ausbaus von Anlagen für neue erneuerbare Energien und der Weiterführung der Wasserkraftanlagen nach Ablauf der bestehenden Konzessionen noch zugenommen. Zur Identifizierung der Technologien, in die investiert werden soll, standen drei Kriterien im Vordergrund. Zum einen muss die Technologie ein bestimmtes erwartetes Potenzial aufweisen, damit sich die Investitionen auf die Produktion spürbar auswirken. Zweitens muss die Technologie eine gewisse Marktreife erreicht haben, damit Angaben zu bestehenden und zukünftigen Kosten vorliegen. Schliesslich darf die Technologie den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Stadt Zürich und von ewz nicht widersprechen. Basierend auf diesen Kriterien wurden folgende Technologien zur Bildung der Produktionsszenarien ausgewählt:

Bestehende Kraftwerke.

■ **Kernkraftwerke:** In die Produktionsszenarien fliessen nur die bestehenden Bezugsrechte ein, Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken laufen bis spätestens zum Jahr 2034 aus.

■ **Wasserkraft:** Die Erneuerung der Konzessionen der eigenen Anlagen und der Partnerwerke steht im Vordergrund.

Neue erneuerbare Energie.

Wind, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie: Diese Technologien werden bei der Bildung der Produktionsszenarien einbezogen. Die Investitionen können sowohl im In- wie auch im Ausland erfolgen (ausser Biomasse) und es werden, sofern vorhanden, nationale Einspeisemodelle genutzt. Ausnahmen bilden Photovoltaik in der Schweiz (ewz.solarstrombörse) und Biomasse (Bezugsrechte).

GuD.

Diese Technologie wird mit vollständiger Kompensation der CO₂-Emissionen in einem Produktionsszenario einbezogen. Die hier aufgeführten Technologien weisen heute grosse Unterschiede in den Investitionskosten und Produktionskosten aus. Es wird erwartet, dass langfristig eine Angleichung der Kosten stattfindet und die neuen erneuerbaren Energien auch ohne Fördermodelle gegenüber den Grosshandelsmarktpreisen wettbewerbsfähig sind.

³³ Weiterführende Informationen zu den Systemdienstleistungen finden sich auf der Website von Swissgrid.

6. Bewertung der Technologien.

6.1. Ziele und Vorgehen bei der Bewertung der Technologien.

Am 25. Mai 2011 beschloss der Bundesrat, im Rahmen einer neuen Energiestrategie schrittweise aus der Kernenergie auszustiegen. Als Konsequenz wird davon ausgegangen, dass die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue ersetzt werden. Für die Energieunternehmen stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, mit welchen Technologien die Nachfrage in Zukunft zu decken ist. Fest steht, dass zusätzlich zu den Bestrebungen, bedeutende Effizienzsteigerungen auf der Nachfrageseite zu erzielen, auf der Angebotsseite neue Potenziale auszuschöpfen sind. Dabei sind sowohl konventionelle als auch neue Stromerzeugungsquellen ins Auge zu fassen. Um die heutigen und potenziellen zukünftigen Produktionsportfolios beurteilen zu können, wurden die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien, die in die Produktionsszenarien einfließen, umfassend bewertet³⁴.

Die für die Beurteilung verwendeten Kriterien umfassen quantitative (Wirtschaftlichkeit und ökologische Wirkung) und qualitative Aspekte (Verfügbarkeit der Anlagen und Risiken der Technologien).

Der Schwerpunkt der Bewertung wird auf die ökologische Wirkung gelegt, konkret auf den Primärenergiefaktor (PEF) und den Treibhaus-Emissionsfaktor (CO₂-Äquivalente: CO_{2e}). Diese beiden Faktoren ermöglichen Aussagen über die Kompatibilität der jeweiligen Stromerzeugungstechnologie mit der 2000-Watt-Gesellschaft und den CO₂-Zielen.

Die Technologien wurden im Rahmen eines externen Auftrages bewertet (Bürki, T. 2012). Die Daten für PEF und CO_{2e} stam-

men aus der ecoinvent-Datenbank³⁵ und wurden mit anderen stadtinternen Projekten³⁶ abgestimmt. Zur Bewertung der Technologien wurde die «Life Cycle Analysis (LCA)»-Methode angewendet, auch bekannt unter dem Begriff «Ökobilanz». Dabei handelt es sich um einen etablierten Ansatz, bei dem die Umweltwirkungen über den Lebenszyklus eines Produktes (im vorliegenden Fall eine Einheit Elektrizität, standardisiert auf 1 kWh) systematisch erfasst und bewertet werden. Damit lassen sich die Umweltwirkungen von der Rohstoffentnahme bis zur Entsorgung der Produktionsabfälle erfassen und beurteilen. In den Ergebnissen enthalten sind auch alle Umweltwirkungen der Infrastrukturaufwendungen entlang der Energiebereitstellung (Erstellung Staumauer, Kernkraftwerk, Raffinerie, Bohrinseln, Stahlwerk, etc.). Beispielsweise berücksichtigt die LCA-Methode bei der Energieproduktion aus PV-Anlagen die Gewinnung der Rohstoffe für den Bau der Anlage, die Fabrikation der Solarzellen, des Montagesystems und des Wechselrichters, die Installation und den Betrieb der Anlage sowie deren Entsorgung (Stucki und Frischknecht 2010, 31–34).

Es handelt sich bei der LCA um einen verbreiteten Ansatz für den Vergleich verschiedener Technologien.

Die ausgewiesenen Umweltbelastungen hängen von einer Vielzahl von Annah-

³⁵ Die internationale ecoinvent-Datenbank ist die weltweit führende Quelle für Ökobilanzdaten. Die Daten werden in Ökobilanzen, Umweltproduktdeklarationen, in CO₂-Bilanzen, im Life Cycle Management, in der Umweltzertifizierung und anderen Anwendungen benutzt. Das Ecoinvent Centre ist ein Kompetenzzentrum der Eidgenössischen Technischen Hochschulen Zürich und Lausanne (ETHZ und EPFL), des Paul Scherrer Institutes (PSI), der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa) und der Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon (ART).

³⁶ Projekt «Legislatorschwerpunkt (LSP) 4-4: zentrale oder dezentrale Energieversorgung» des Departements der Industriellen Betriebe der Stadt Zürich (DIB) (Bürki 27. April 2011).

³⁴ Vgl. Kapitel 5

men ab, wie beispielsweise dem Standort der Produktionsanlagen, der Herkunft der Komponenten und der Wirkungsgrade und Verluste bei der Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. Die LCA-Werte basieren immer auf Auswertungen von spezifischen Anlagen (Referenzanlagen). Zudem könnten bei Verwendung von veralteten Werten der aktuelle Stand und die Entwicklung einer Technologie nicht korrekt dargestellt werden. Die Werte stellen somit grobe Schätzungen dar und können bedeutend von den tatsächlichen Belastungen einzelner konkreter Anlagen abweichen.

Bei der Bewertung von Elektrizität wird die Kundensicht eingenommen, d. h. es wird davon ausgegangen, dass die Elektrizität nicht bei der Kundin oder dem Kunden produziert, sondern über das Netz geliefert wird. Deswegen wird in den folgenden Bewertungen (für PEF und CO_{2e}-Faktoren) die Systemgrenze «Eingang Gebäude» verwendet. Dies führt dazu, dass Verluste bis und mit Niederspannungsebene und die ökologischen Wirkungen des Baus der Stromleitungen und Umspannwerke in den Ergebnissen enthalten sind. Die ökologische Bewertung bezieht sich nur auf die heutige Situation, die zukünftige Entwicklung der Umweltbelastung der Technologien wird nicht mit einbezogen.

6.2. Beschreibung der Bewertungskriterien.

Die Bewertung der verschiedenen Produktionstechnologien basiert auf vier Hauptkriterien. Um die Bewertung anschaulich und plausibel durchführen zu können, wurden Unterkategorien eingeführt (Tabelle 6.1).

6.2.1. Wirtschaftlichkeit.

Das Kriterium «Wirtschaftlichkeit» berücksichtigt die heutigen Produktionskosten sowie ihre erwartete Entwicklung³⁷. Die externen Kosten sind ausgeschlossen, da diese teilweise in den Teilkriterien der Umweltverträglichkeit berücksichtigt werden. Das Beurteilungskriterium «Wirtschaftlichkeit» umfasst somit folgende Aspekte:

Kosten.

■ **Produktionskosten:** Diese umfassen die heutigen Produktionskosten der einzelnen Technologien (gemäss Berechnung von ewz) sowie die langfristig erwartete Entwicklung der Produktionskosten (Schätzungen von ewz). Die Rückbau- und Entsorgungskosten konnten mangels verlässlicher Daten nicht explizit mit einbezogen werden. In den Produktionskosten der Kernkraftwerke werden allerdings die Rückstellungen für Stilllegung und den Rückbau berücksichtigt.

■ **Marginale Kosten oder Grenzkosten:** Bezeichnen diejenigen Kosten, welche für eine zusätzlich produzierte Energieeinheit aufzuwenden sind. Diese werden durch die variablen Kosten angenähert.

³⁷ Dies geschieht im Gegensatz zur ökologischen Entwicklung, in welcher der Trend nicht einbezogen wird. Der Grund liegt in der Erwartung, dass die Kosten einzelner Technologien sich in Zukunft wesentlich ändern werden. Die ökologische Belastung der Technologien dürfte dagegen keine solch starken Veränderungen erfahren.

Übersicht der Kriterien für die Technologienbewertung.				
1. Wirtschaftlichkeit	1.1 Kosten		1.2 Potenzial	
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktionskosten ▪ marginale Kosten/ Grenzkosten 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ heute ▪ langfristig (2035+) 	
2. Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit	2.1 Verfügbarkeit der Ressource	2.2 Flexibilität der Produktion	2.3. Prognostizierbarkeit der Produktion	2.4. Importabhängigkeit
	3.1 Investitionsrisiken		3.2 Planungs- und Bauzeit	
3. Risiken und Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktreife ▪ Investitionsbindungsdauer ▪ Modularität 		3.3 Politische und soziale Akzeptanz	
	4.1 PEF total			4.2 CO ₂ -Äquivalente
Tabelle 6.1: Übersicht der Kriterien für die Technologienbewertung.				

Potenzial³⁸.

■ **Heute:** Die Höhe des Anteils der produzierten Energie am Gesamtabsatz ewz ist in die Beurteilung eingeschlossen. Hat eine Technologie einen Anteil grösser als 25 %, erhält sie bezüglich dieses Unterkriteriums die beste Bewertung (Bürki 27. April 2011).

■ **Langfristig (nach 2035):** Hier wird die relative Veränderung des erwarteten Potenzials der Technologie, verglichen mit dem heutigen Potenzial, beurteilt. Wenn die «GWh-Ergiebigkeit» ansteigt, wird das Potenzial als steigend qualifiziert.

Sensitivität der Herstellungskosten bezüglich Energiepreise.

Darunter wird der Einfluss des Preises des Energieinputs auf die Stromproduktionskosten der Technologie verstanden (Preis der von der Technologie verwendeten Endenergie, z. B. Brennstoff bei Gas- und Dampfanlagen oder der Uranbrennstäbe bei Kernkraftwerken). Bei Wasserkraftanlagen, die sehr hohe Investitionskosten aufweisen und – ausser bei Pumpspeicherkraftwerken – nur wenig Energie verbrauchen, ist diese Sensitivität gering. Das Gleiche trifft auf Anlagen zu, die neue erneuerbare Energien nutzen (Wind, Solar). Dagegen üben die Brennstoffkosten einen erheblichen Einfluss auf die Produktionskosten von Gas- und Dampfanlagen aus.

6.2.2. Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit.

Das Beurteilungskriterium «Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit» umfasst zahlreiche Aspekte, welche einerseits die Verfügbarkeit der Ressourcen, andererseits die Einsatzmöglichkeiten der Anlagen umfassen:

Verfügbarkeit der Ressourcen.

Bezieht sich auf die allgemeine Verfügbarkeit eines Energieträgers, der für den Betrieb einer Produktionsanlage eingesetzt wird. Darunter wird grundsätzlich die Endlichkeit und begrenzte Verfügbarkeit der Ressource verstanden. Das Kriterium enthält beispielsweise auch die Wirkung von

Lieferengpässen (beispielsweise bei der Lieferung von Biomasse).

Flexibilität der Produktion.

Dieser Indikator gibt an, wie flexibel eine Produktionstechnologie aus Sicht des Betreibers einsetzbar ist und welchen Beitrag sie zur flexiblen Regelung des Gesamtsystems leisten kann. Das Kriterium macht zudem Aussagen darüber, ob eine Anlage flexibel ein- und ausgeschaltet werden kann und ob die Möglichkeit besteht, in Teil- respektive Volllastbetrieb umzuschalten. Flexible Anlagen sind (Pump-)Speicheranlagen, die in kürzester Zeit ein- und ausschaltbar sind oder Gas- und Dampfanlagen, die ebenfalls kurze Anlaufzeiten haben und auch in Teillast betrieben werden können. Wenig flexibel sind PV-Anlagen oder auch Windanlagen, die zurzeit von den Betreibern kaum zur Regelung des Gesamtsystems eingesetzt werden.

Prognostizierbarkeit der Produktion.

Dieses Kriterium erfasst, wie lange im Voraus die Produktion vorausgesagt werden kann. Schlecht schneiden jene Technologien ab, deren Produktion nur bis maximal zum Nachfolgetag («day-ahead») mit hoher Genauigkeit prognostiziert und somit geplant werden können. Als gut werden dagegen jene Technologien beurteilt, bei denen die Planbarkeit bis zu einem Jahr und mehr im Voraus möglich ist. Gut hinsichtlich dieses Kriteriums schneiden beispielsweise Gas- und Dampf- oder Biomasseanlagen³⁹ ab, schlecht jene Anlagen, die stochastisch anfallende Energien wie Wind oder Sonne einsetzen.

Importabhängigkeit.

Mit diesem Kriterium wird bewertet, inwiefern die Produktion aus einer bestimmten Technologie von Importen – entweder des Primärenergieträgers oder direkt des Stromes – abhängig ist. Im Gegensatz zum Kriterium der «Verfügbarkeit der Ressource», das die Endlichkeit und begrenzte Verfügbarkeit der Ressource umfasst, stehen bei der Importabhängigkeit die konkreten Standorte der Ressourcen und Anlagen im Vordergrund.

³⁸ Das hier beschriebene Potenzial kann als realisierbares Potenzial bezeichnet werden und besteht aus der Schnittmenge des ökologischen und wirtschaftlichen Potenzials, das sozial akzeptiert ist. Für eine Definition der Potenziale sei auf Kapitel 5 verwiesen.

³⁹ Die Verfügbarkeit der Ressource wird vorausgesetzt. Dieser Aspekt wird separat erfasst.

6.2.3. Risiken und Umsetzbarkeit.

Dieses Kriterium umfasst die Investitionsrisiken, die Planungs- und Bauzeiten sowie die politische Akzeptanz der Technologie.

Investitionsrisiken.

■ Dabei wird die Marktreife einer Technologie berücksichtigt. Der Entwicklungsstand der Technologien wird anhand der Positionierung auf einer festgelegten Lernkurve beurteilt (siehe Abbildung 6.1). Die Lernkurve einer Technologie beginnt mit einer Phase, in der Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D) realisiert werden. Falls diese erfolgreich verläuft, folgt eine Aufschwungphase. Nach dem Stadium der technologischen Reife befindet sich die Technologie schliesslich in einem ausgereiften Zustand. Je früher sich eine Technologie im Entwicklungsstadium befindet, beispielsweise im Stadium von Pilot- und Demonstrationsprojekten (P + D), umso grösser sind die Investitionsrisiken.

■ Weiter wird die wirtschaftliche Abschreibungsdauer der Anlagen berücksichtigt. Mit langen Abschreibungsdauern ist das Risiko verbunden, dass während der Nutzungsdauer einer Anlage durch Verbesserung der Technologie oder durch das Auftreten von Konkurrenztechnologien die Anlage obsolet wird oder zu deutlich höheren Kosten als die am Markt konkurrierenden Technologien produziert.

■ Schliesslich wird mit einbezogen, ob eine Aufteilung der Gesamtinvestition in (unabhängige) Etappen möglich ist (Modularität).

Planungs- und Bauzeit.

Dieses Kriterium berücksichtigt die effektive Dauer der Planung und des Baus einer Anlage sowie mögliche Verzögerungen, die sich auf Grund von Einspruchsmöglichkeiten, ortspezifischen Bewilligungsproblemen, ästhetischen Beschränkungen etc. ergeben können.

Politische und soziale Akzeptanz.

Mit diesem Indikator wird erfasst, ob eine Technologie durch Politik und Gesellschaft unterstützt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sozial akzeptierte Technologien (Sonne, Wind) bei konkreten Bauplänen durchaus auf lokalen Widerstand stossen und Einsprachen auslösen können (was zu einer Verzögerung der Bauzeiten führen kann).

6.2.4. Umweltverträglichkeit.

Das Kriterium «Umweltverträglichkeit» berücksichtigt folgende Aspekte:

Primärenergiefaktor (PEF) total.

Der PEF ist definiert als die Primärenergie menge, die erforderlich ist, um der Verbraucherin respektive dem Verbraucher

Lernkurve einer Technologie.

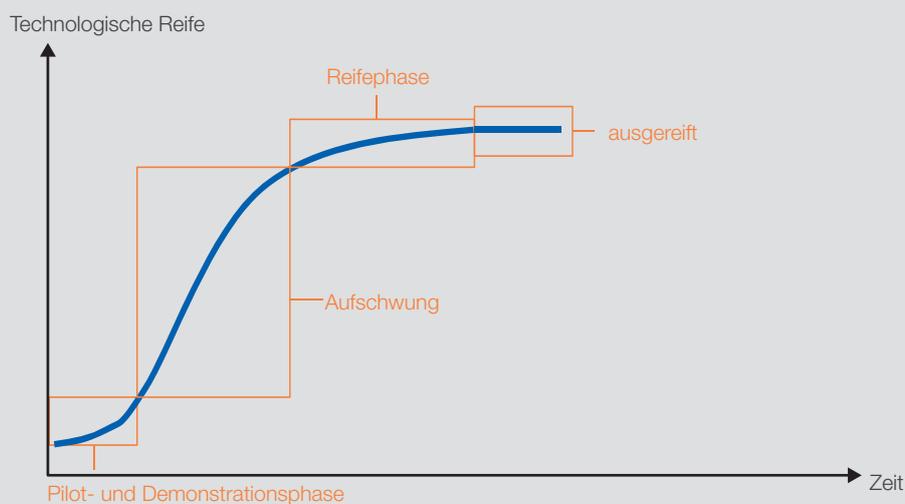


Abbildung 6.1: Lernkurve einer Technologie.

eine bestimmte Endenergiemenge zuzuführen. Zusätzlich berücksichtigt dieser Faktor die Energie, die notwendig ist, um die Endenergie zu gewinnen, umzuwandeln, zu raffinieren, zu transportieren und zu verteilen. Die Systemgrenze ist global. Die Daten zu den PEF stammen aus der ecoinvent-Datenbank. Der Eigenwert der Primärenergieressourcen wird gemäss den Angaben aus Tabelle 6.2 definiert.

CO₂-Äquivalente.

Der Treibhausgas-Emissionskoeffizient ist die Menge Treibhausgase, die durch den Verbrauch einer Einheit Endenergie – im vorliegenden Bericht 1 kWh Elektrizität – emittiert wird, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten. Die Treibhausgas-Emissionskoeffizienten werden nach den gleichen Grundsätzen wie die PEF, gemäss den Ökobilanzdaten der ecoinvent-Datenbank (Datenbestand 2.1), bestimmt. Auf eine Schätzung der Entwicklung des Primärenergiefaktors und der spezifischen CO₂-äquivalenten Emissionen für die einzelnen Technologien wird verzichtet.

6.3. Ergebnisse.

In einer ersten Phase wurden die Varianten sowohl rein qualitativ («Verfügbarkeit/Zuverlässigkeit» und «Risiken/Umsetzbarkeit»), als auch quantitativ (Kosten und Umweltverträglichkeitskriterien) beurteilt. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden die Kosten aus den ewz-internen Grundlagen übernommen und als quantitative Grösse in der Bewertung berücksichtigt.

Diese Rohdaten wurden in einer linearen Skala in Skalenpunkte umgerechnet (bester Wert = 5, schlechtester Wert = 1). Alle Kriterien und Feinkriterien fliessen mit der gleichen Gewichtung in die Gesamtergebnisse ein.

6.3.1. Wirtschaftlichkeit.

Die Wirtschaftlichkeit wird anhand der heutigen und zukünftigen Produktionskosten⁴⁰ sowie den Grenzkosten der Technologien bewertet.⁴¹ Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass Technologien, die neue erneuerbare Energien einsetzen (inklusive Wasserkraftwerke) hinsichtlich der Kostenentwicklung sehr gut abschneiden. Dies ist einerseits auf die relativ tiefen aktuellen Produktionskosten zurückzuführen (Wasserkraft), andererseits auf die erwartete Verringerung der zukünftigen Produktionskosten (vor allem bei PV und Solarthermie). Zudem wirken sich die geringen Grenzkosten (für Technologien, die erneuerbare Energien einsetzen gleich Null) positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. Eine Ausnahme stellen Biomasseanlagen dar, die hohe Kosten verursachen. Die Produktionskosten von Windparks in der Schweiz sowie von Offshore-Anlagen sind gegenüber denen von Onshore-Anlagen im Ausland höher. Gründe dafür sind einerseits die tieferen Volllaststunden von Anlagen in der Schweiz, andererseits die höheren Investitionskosten von Offshore-Windparks. Das führt zu einer besseren Bewertung von «Windkraft Onshore Ausland» bezüglich Kosten.

Bei den Gas- und Dampfanlagen (GuD) fallen die hohen Grenzkosten (Gas- und CO₂-Preis) ins Gewicht. Die Wasserkraftanlagen weisen Grenzkosten auf, was sich positiv auf ihre Wirtschaftlichkeit auswirkt.

Die zurzeit tiefen Produktionskosten der Kernenergie führen zu einer positiven Bewertung ihrer Wirtschaftlichkeit. Es ist zu

⁴⁰ Bei der Kernenergie werden nur die Produktionskosten der heutigen Anlagen einbezogen.

⁴¹ Das Kapitel 5 stellt die erwartete Entwicklung der Produktionskosten der Technologien dar. Weiter stellt es die Aufteilung der Produktionskosten auf Kapitalkosten, Betriebs- und Unterhaltskosten sowie Energiekosten dar.

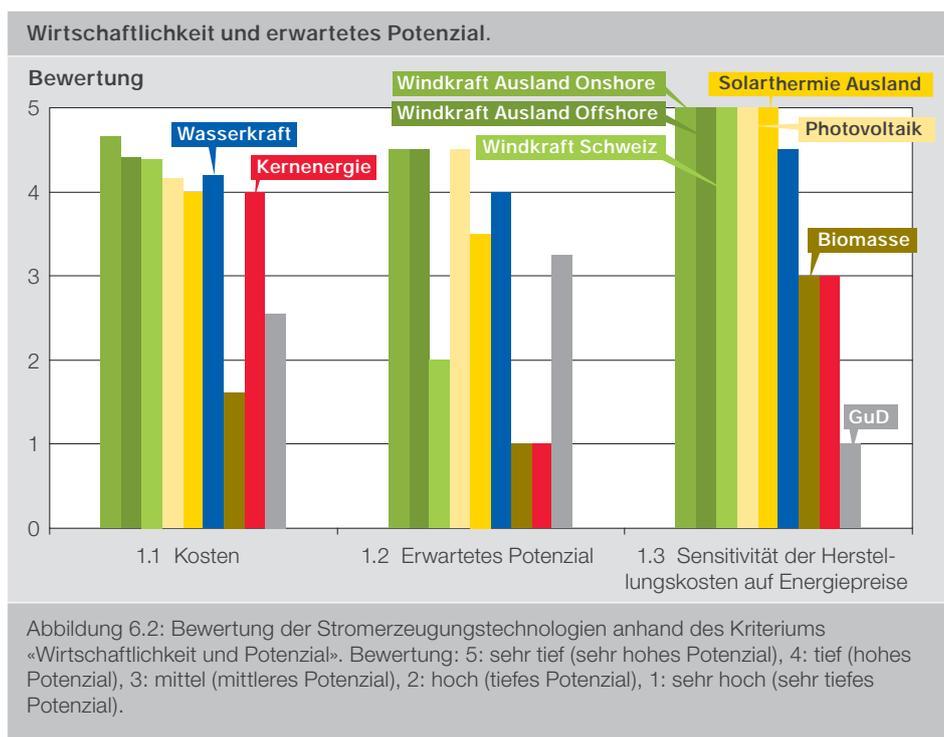
Eigenwert der Primärenergieressourcen.		
Energieträger	Physikalische Eigenschaften	
Nicht erneuerbare Primärenergie	Fossil	Brennwert
	Nuklear	Energie des spaltbaren Urans, die im Reaktor erzeugt werden kann
Erneuerbare Primärenergie	Wasser	Von der Wasserturbine produzierte Energie
	Biomasse	Brennwert
	Sonne	Ausgang des Panels
	Wind	Mechanische Energie auf der Rotorwelle

Tabelle 6.2: Eigenwert der Primärenergieressourcen. Quelle: (Bébié et al. 2009)

beachten, dass keine Erneuerung der bestehenden Anlagen vorgesehen ist. Hinsichtlich der Bewertung des Potenzials der Technologien fällt auf, dass Solarthermieanlagen sehr gut abschneiden. Es wird erwartet, dass diese Technologie bald die technologische Reife erreicht. Damit ist ein grosses Ausbaupotenzial verknüpft. Die moderate Anzahl günstiger Standorte für Windkraftanlagen in der Schweiz führt zu einer unterdurchschnittlichen Bewertung deren Potenzials. Die tiefe Bewertung des Potenzials von Kernkraftwerken ist auf den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen. Im Gegensatz dazu ist das Zukunftspotenzial von GuD-Anlagen in einem kernenergiefreien und auf erneuerbare Energien fokussierten Stromproduktionsportfolio hoch, da ein zusätzlicher Bedarf an Regenergie entstehen wird. Die Sensitivität der Produktionskosten hinsichtlich einer Veränderung der Energieträgerpreise ist am höchsten für die GuD-Anlagen. Deshalb erhalten sie für dieses Kriterium die tiefste Bewertung. Am besten schneiden die Anlagen ab, die erneuerbare Energien einsetzen, bei welchen die Energieträger (Wind und Sonne) frei verfügbar sind. Wasserkraftwerke werden, auf Grund der Sensitivität von Pumpspeicherkraftwerken in Bezug auf die Strompreise, leicht tiefer bewertet.

6.3.2. Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit.

Hinsichtlich der Ressourcenverfügbarkeit ist eine differenzierte Betrachtung nötig. Obwohl auch die Wasserkraft von der Höhe der Niederschläge und vom Standort abhängig ist, handelt es sich um die am häufigsten verfügbare Primärenergieressource in der Schweiz. Die Verfügbarkeit der neuen erneuerbaren Ressourcen (Wind und Solar) ist zeitlich beschränkt sowie vom jeweiligen Standort abhängig. Generell verfügt die Schweiz nur über wenige gute Standorte für die Windkraftnutzung und auch bezüglich Gewinnung von Solarenergie weist die Schweiz – gegenüber anderen südlich gelegenen Ländern – keine optimalen klimatischen Bedingungen auf. Die Ressourcenverfügbarkeit bei Solarthermieanlagen, die im Ausland erstellt werden, ist demgegenüber hoch. Obwohl Strom aus Biomasseanlagen mit erneuerbaren Ressourcen produziert wird, hat sich die Beschaffung in der Schweiz als schwierig gezeigt. Uran und Gas sind endliche Ressourcen, die gegenüber den erneuerbaren Energieträgern eine geringere Ressourcenverfügbarkeit aufweisen. Die Flexibilität des Einsatzes ist bei den (Pump-)Speicherkraftwerken am höchsten. GuD-Anlagen weisen, wegen der Trägheit des Dampfkreislaufs bei der Einschaltung, eine etwas tiefere Flexibilität auf. Technologien, die sich weniger gut eignen, um die



kurzfristigen Laständerungen und somit die Stabilität des Gesamtsystems zu unterstützen, sind Kernkraftwerke, Biomasseanlagen (je nach angewandter Technologie) und Solarthermieanlagen. Laufwasserkraftwerke sind relativ starr an den natürlichen Wasserdurchfluss gebunden und somit nicht flexibel einsetzbar. Schliesslich sind Wind- und PV-Anlagen die Technologien, die sich am wenigsten eignen, um das Gesamtsystem zu regeln.

Die Produktion kann bei Speicherkraftwerken, Biomasseanlagen, Kernkraftwerken und Gas- und Dampfanlagen im Voraus geplant werden. Laufkraftwerke – im Vergleich zu Speicherkraftwerken – sind stärker niederschlagsabhängig und weisen bezüglich der Prognostizierbarkeit eine leicht tiefere Bewertung aus. Die Planbarkeit der Stromproduktion von Solarthermieanlagen ist, obwohl von einem stochastisch anfallenden Energieträger abhängig, wegen der thermischen Speichermöglichkeit höher als bei reinen PV-Anlagen. Schliesslich ist die Prognostizierbarkeit von Offshore-Windkraftanlagen höher zu bewerten als jene von Onshore-Windkraftanlagen im In- oder Ausland (konstantere Windgeschwindigkeiten auf dem Meer). Die Sonneneinstrahlung kann für grosse Regionen (Deutschland, Schweiz) besser vorausgesagt werden als die Windstärken. Deshalb wird die Prognostizierbarkeit der Pro-

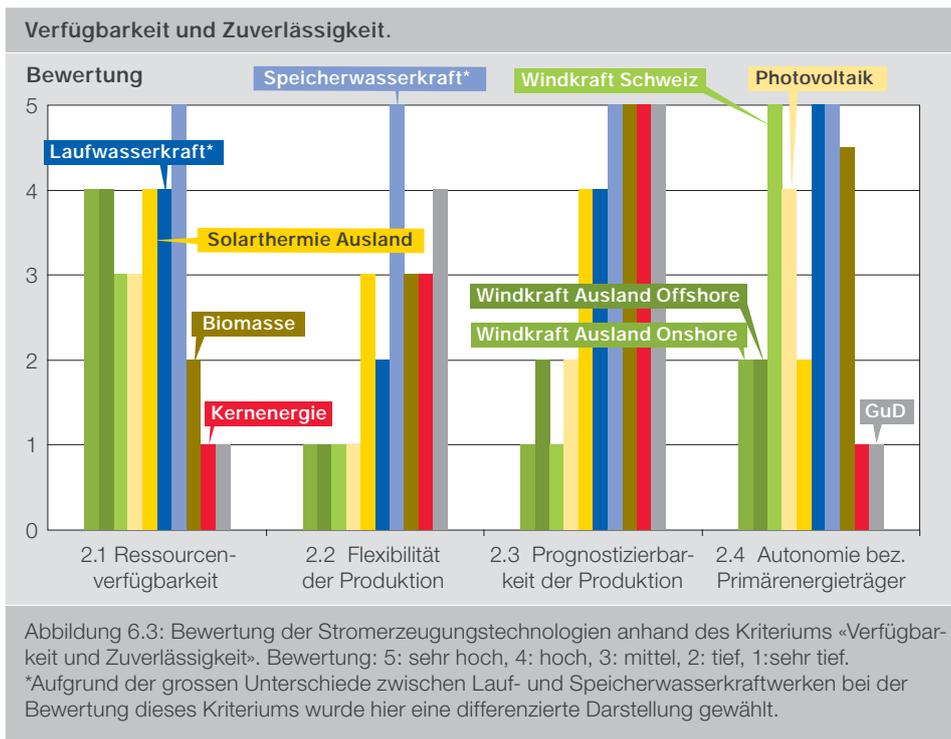
duktion aus PV höher bewertet als aus Onshore-Windkraftanlagen. Aus Sicht der Importabhängigkeit bezüglich des Primärenergieträgers erhalten die im Ausland produzierten erneuerbaren Technologien sowie die Kernenergie- und GuD-Anlagen – die den Primärenergieträger aus dem Ausland importieren – die schlechtere Bewertung. PV-Anlagen weisen gegenüber Windkraftanlagen in der Schweiz und Wasserkraftanlagen eine tiefere Bewertung aus, da sich ein Teil der Anlagen im Ausland befindet.⁴²

6.3.3. Risiken und Umsetzbarkeit.

Die Investitionsrisiken im Bereich der neuen erneuerbaren Energietechnologien haben sich durch den technologischen Fortschritt der letzten Jahre deutlich verringert.⁴³ Dagegen führen die kostenintensiveren Investitionen bzw. Konzessionsgebühren und die damit verbundene lange Abschreibungsdauer von 40 und mehr Jahren bei Kern- und Wasserkraftwerken zu deutlich höheren Investitionsrisiken. Bei

42 Vgl. Kapitel 9 «Produktionsszenarien».

43 Allerdings gilt es zu beachten, dass neben den technischen Risiken bei Investitionen in neue erneuerbaren Energien auch weitere Risiken bestehen, wie beispielsweise die regulatorischen Risiken (Weiterführung von Fördermodellen oder Entwicklung der Fördersätze). Diese können Finanzierungen von Anlagen massgeblich beeinflussen, werden aber in die Bewertung nicht mit einbezogen.



den Kernkraftwerken kommen die Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe der Stilllegungs- und Rückbaukosten hinzu. PV- und Biogasanlagen zeichnen sich durch ihre kurzen Planungs- und Bauzeiten aus. Die längsten Bauzeiten werden bei der Planung und dem Bau von Kernkraftwerken benötigt. Die Kernenergie findet auch den tiefsten Zuspruch in Politik und Gesellschaft. Hingegen ist die politische Akzeptanz von GuD-Anlagen als Überbrückungstechnologie in den letzten Jahren gestiegen. Dies äussert sich beispielsweise darin, dass sich der Bundesrat im Rahmen der Energiestrategie 2050 für fossile Stromproduktion (Wärme- und Dampfanlagen) ausgesprochen hat, falls dies für die Versorgungssicherheit notwendig sein sollte. Projekte, die den Einsatz von neuen erneuerbaren Energien vorsehen, geniessen im Allgemeinen hohen Zuspruch auf politischer und gesellschaftlicher Ebene. Allerdings entsteht gegenüber konkreten Projekten häufig ebenfalls Widerstand von direkt Betroffenen.

Die technischen Risiken des Betriebs sind nicht in die Bewertung eingeflossen. Diese umfassen beispielsweise die Zuverlässigkeit des Betriebs der Anlagen nach einer Reparatur (die mit der sogenannten «Mean Time Between Failures» erfasst wird) oder die erwartete Dauer für die Wiederherstel-

lung der Anlage («Mean Time To Recover») nach einem Ausfall.

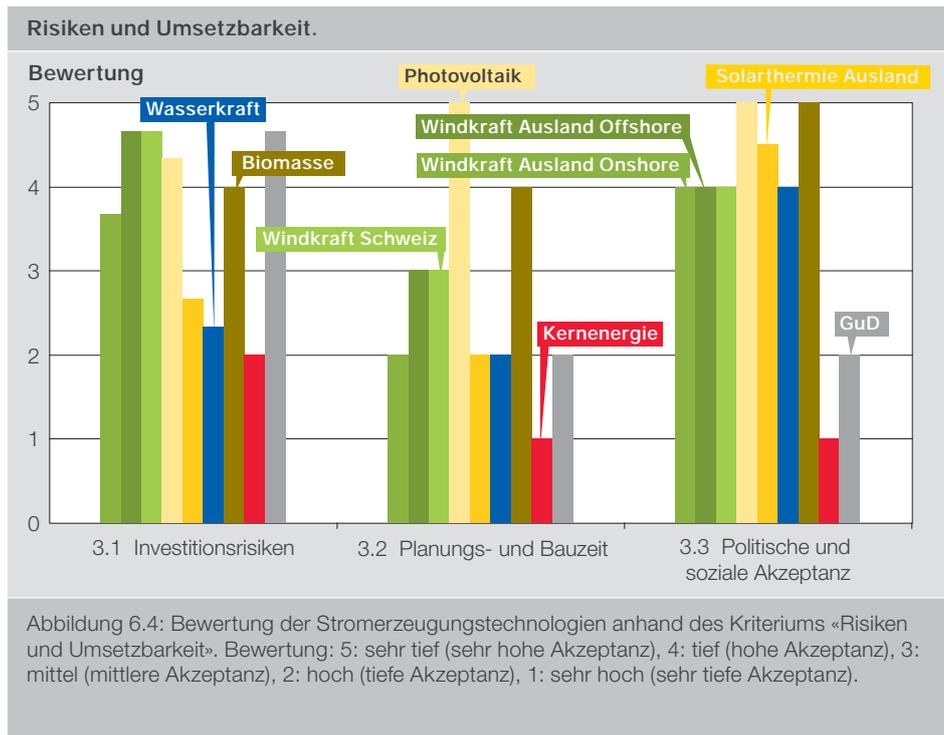
6.3.4. Umweltverträglichkeit.

Primärenergiefaktor (PEF).

Abbildung 6.5 zeigt den hohen PEF von Kernenergieanlagen. Die Herstellung von Kernbrennstoff (Roh-Uran bis zum Brennstab) ist sehr energieintensiv. Auch führt die häufig fehlende Abwärmenutzung zu einem hohen PEF. Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen, weisen untereinander sehr ähnliche PEF auf. Lediglich zwei Auffälligkeiten sind sichtbar:

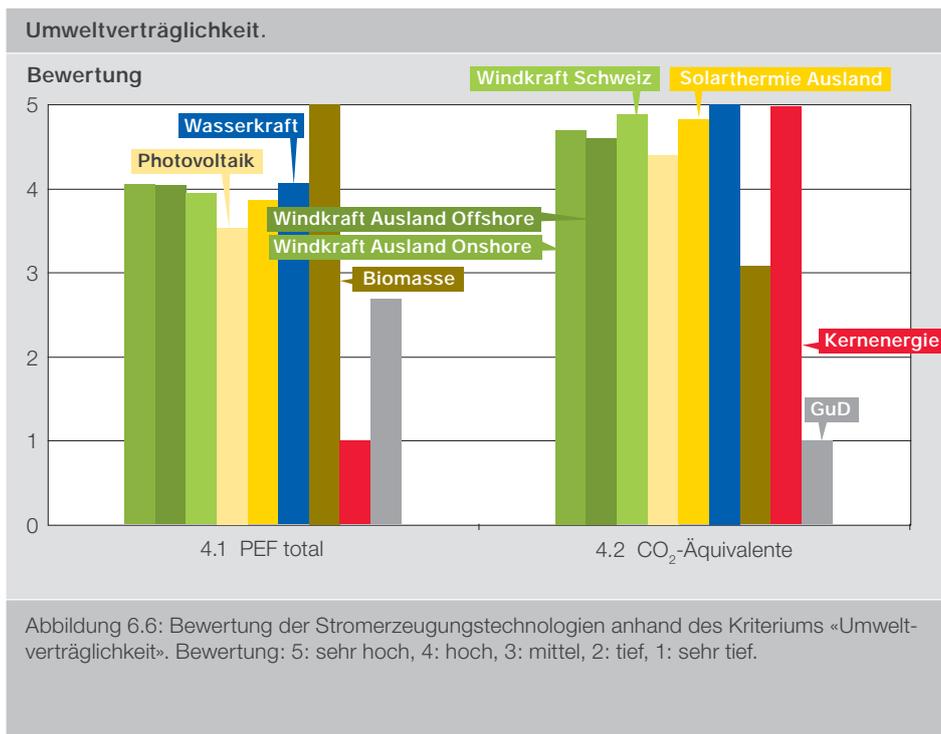
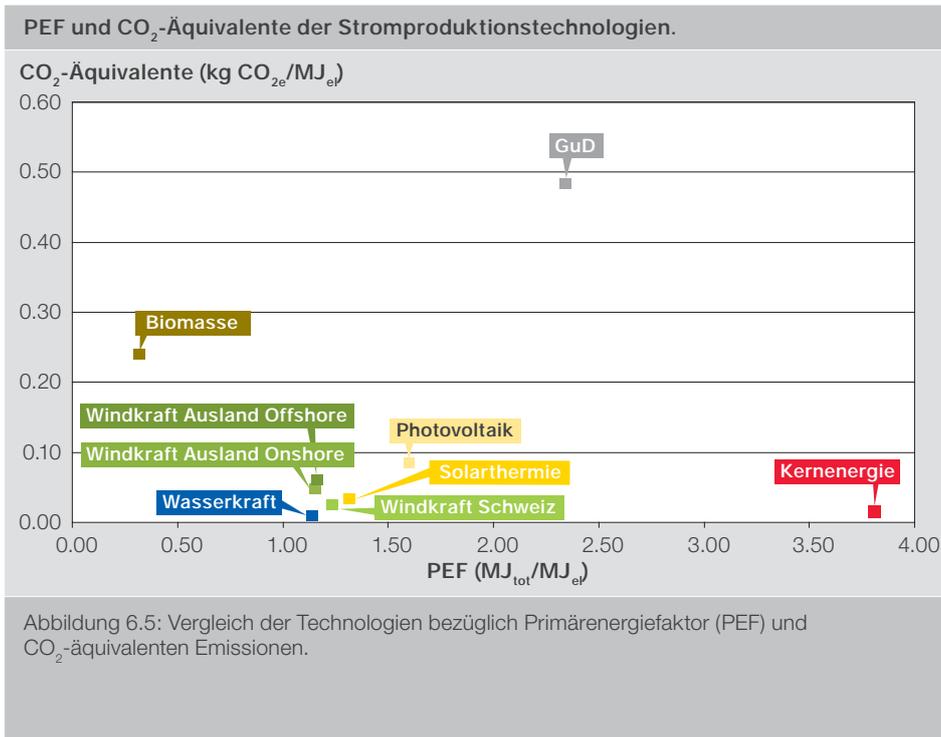
- PV-Anlagen benötigen einen vergleichsweise hohen Energieaufwand zur Produktion der Panels. Da ein zunehmend grosser Teil der Panels in China hergestellt wird, beeinflusst der hohe Anteil von Kohlestrom im chinesischen Mix den PEF (und den CO_{2e}-Faktor) zunehmend negativ.
- Biogasanlagen weisen einen sehr tiefen PEF-Wert auf, da das Ausgangsprodukt Abfall ist und der Energieinhalt des Biogases im PEF nicht enthalten ist.

Je niedriger die Energieproduktion einer Technologie ist (tiefe Volllaststunden), desto höher ist die Belastung dieser Energie durch den Herstellungsaufwand für die Anlage (graue Energie). Dies führt zu einem ungünstigen Verhältnis von im Pro-



duktionsprozess eingesetzter Energie zu Stromproduktion.
 Beispielsweise kann der Aufwand zur Erstellung einer Leistung von 1 kW bei niedriger Volllaststundenzahl auf wenige kWh umgelegt werden. Dadurch wiegt der Herstellungsaufwand spezifisch stärker als bei einer Anlage mit hoher Auslastung. PV-Anlagen können – je nach Standort – mit ca. 700 bis 1300 Volllaststunden pro Jahr

betrieben werden; ein installiertes kW erzeugt also 700 bis 1300 kWh pro Jahr. Die Anlagen haben etwa den gleichen Herstellungsaufwand, folglich muss dieser Aufwand auf eine fast 100 % unterschiedliche Stromproduktion umgewälzt werden. Das führt zu entsprechend unterschiedlichen PEF.



CO₂-äquivalente Emissionen (CO_{2e}). Hinsichtlich der CO_{2e}-Emissionen macht sich bei den Gas- und Dampfanlagen (GuD) der Verbrauch von fossiler Energie deutlich bemerkbar; GuD-Anlagen haben weitaus die höchsten CO₂-Emissionen aller in Abbildung 6.5 aufgeführten Stromerzeugungstechnologien. Auffällig ist auch der hohe Wert für Biogasanlagen: Der Roh-Biogas-Aufbereitungsaufwand ist hoch und mit entsprechenden CO_{2e}-Emissionen verbunden. Dazu kommen die bei den Netzverbundanlagen und bei den bäuerlichen Anlagen erzeugten Methanemissionen. Bei den CO₂-Äquivalenten von PV-Anlagen kommt zum Ausdruck, dass der Herstellungsaufwand nur auf eine vergleichsweise geringe Strommenge (wenig Volllaststunden pro Jahr) abgewälzt werden kann. Werden die PEF und CO₂-äquivalenten Emissionen skaliert, ergibt sich die Rangfolge in Abbildung 6.6.

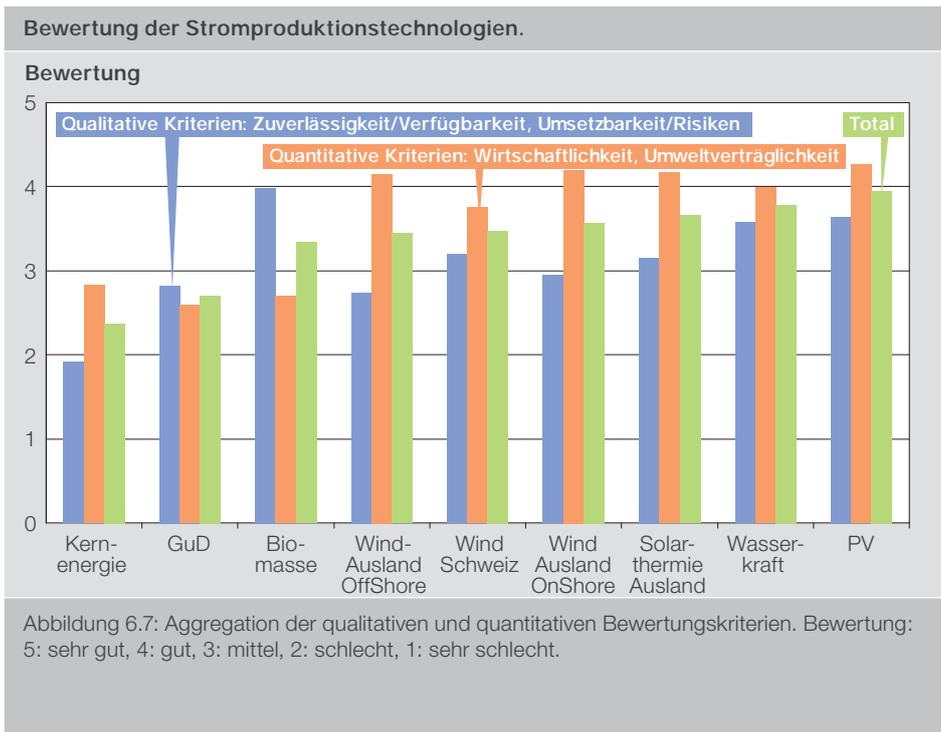
6.3.5. Schlussbewertung.

Durch die Normierung der Einzelkriterien kann man diese zu einer Masszahl aggregieren. Dadurch wird ein direkter Vergleich der unterschiedlichen Technologien möglich. Die Bereiche «Umwelt», «Wirtschaftlichkeit», «Zuverlässigkeit» und «Risiken» wurden für die Aggregation gleich gewichtet. Eine solche Gesamtbetrachtung ist mit Vorsicht zu interpretieren, da sie von einer

Vielzahl von Annahmen und Bewertungen abhängig ist. Die Ergebnisse sind deswegen als relatives Mass zu interpretieren, wie die ausgewählten Technologien untereinander in Bezug auf die festgelegten Kriterien beurteilt werden können. Abbildung 6.7 stellt die aggregierten qualitativen Kriterien («Zuverlässigkeit/Verfügbarkeit» und «Umsetzbarkeit/Risiken»), die aggregierten quantitativen Kriterien («Wirtschaftlichkeit und Potenzial» und «Umweltverträglichkeit») und das Gesamtergebnis dar.

Grundsätzlich schneiden die erneuerbaren Energien sowohl bei den quantitativen wie bei den qualitativen Kriterien positiver als GuD- und Kernkraftanlagen ab. Bei den neuen erneuerbaren Energien ist die positive Bewertung von Biomasseanlagen hinsichtlich der qualitativen Kriterien ersichtlich, wobei hier insbesondere die Planbarkeit der Produktion, die Marktreife der Technologie und die politische und soziale Akzeptanz positiv ins Gewicht fallen. Dafür fällt die Bewertung anhand der quantitativen Kriterien bei den Biomasseanlagen schlechter aus als bei den anderen erneuerbaren Energien (tiefe Bewertung der Kosten und der Potenziale). Die anderen erneuerbaren Energien fallen durch ein besseres Abschneiden bei der quantitativen als bei der qualitativen Bewertung auf.

Die beiden Grosstechnologien Kernenergie und GuD-Anlagen schneiden in beiden

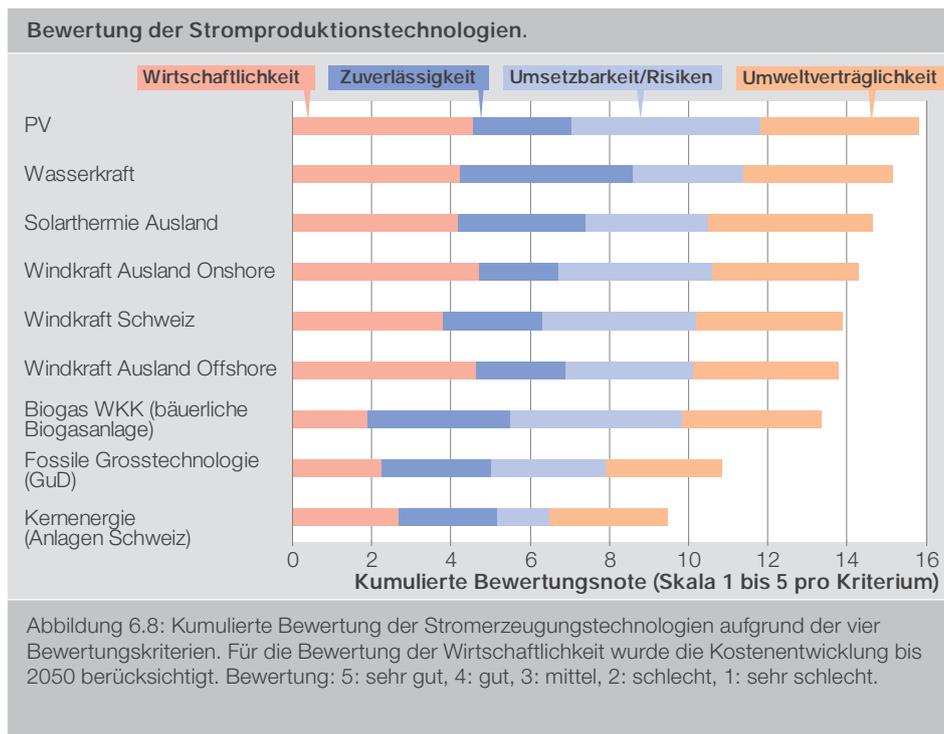


aggregierten Kategorien schlechter ab als die anderen Technologien. Die Kernenergie wird vor allem bei den qualitativen Kriterien tief bewertet (Ressourcenverfügbarkeit, Importabhängigkeit, Umsetzbarkeit und Risiken).

Abbildung 6.8 zeigt die kumulierte Bewertung der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien, basierend auf deren Bewertungsnoten in den vier Hauptkriterien («Wirtschaftlichkeit und Potenziale», «Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit», «Umsetzbarkeit und Risiken», «Umweltverträglichkeit»). Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurde die Kostenentwicklung bis 2050 berücksichtigt. Wie bereits erwähnt sind die Bewertungen, insbesondere der qualitativen Merkmale, als relatives Mass zu betrachten, das einen ersten Vergleich zwischen Technologien erlauben soll. Eine unterschiedliche Gewichtung der Kriterien kann die Resultate wesentlich beeinflussen.

Die neuen erneuerbaren Technologien (Windkraft, PV, Solarthermie, Biomasse) sowie die Wasserkraftanlagen bekommen die höchsten Gesamtbewertungen. Diese Technologien erzielen gute Resultate in Bezug auf ihre Umweltverträglichkeit. Die Wirtschaftlichkeit wird bei den meisten dieser Technologien ebenfalls positiv bewertet, unter anderem auch weil Kostendegressionen erwartet werden. Eine Aus-

nahme bildet Biomasse, die heute hohe Produktionskosten hat und bei der auch keine Kostendegression zu erwarten ist. Wegen der Ressourcenknappheit wird zudem das mögliche Potenzial als eher gering eingestuft. Hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Flexibilität der Produktion gibt es unterschiedliche Bewertungen. Wasserkraft schneidet diesbezüglich am besten ab, Biomasse- und Solarthermieanlagen zeichnen sich durch die Planbarkeit der Produktion aus. Investitionen in PV-Anlagen werden als leicht umsetzbar eingestuft, da die politische und gesellschaftliche Akzeptanz als hoch bewertet wird. Dank der Modularität der PV-Investitionen werden auch die damit verbundenen Risiken als gering eingestuft. Die Gesamtbeurteilung von Windkraftanlagen fällt insgesamt sehr positiv aus, wobei die in- und ausländische Produktion und die Charakteristika der Technologien (onshore und offshore) unterschiedliche Beurteilungskriterien erhalten. Dabei gleichen sich die jeweiligen Vor- und Nachteile so ab, dass insgesamt eine vergleichbare Schlussbewertung resultiert. Das erwartete zukünftige Potenzial (Ausstieg Kernenergie), die hohe Sensitivität der Herstellungskosten gegenüber Preisschwankungen des Primärenergieträgers (Gas), die Endlichkeit der Ressourcen und die fehlende politische und gesellschaftliche Akzeptanz sind einige der Gründe,

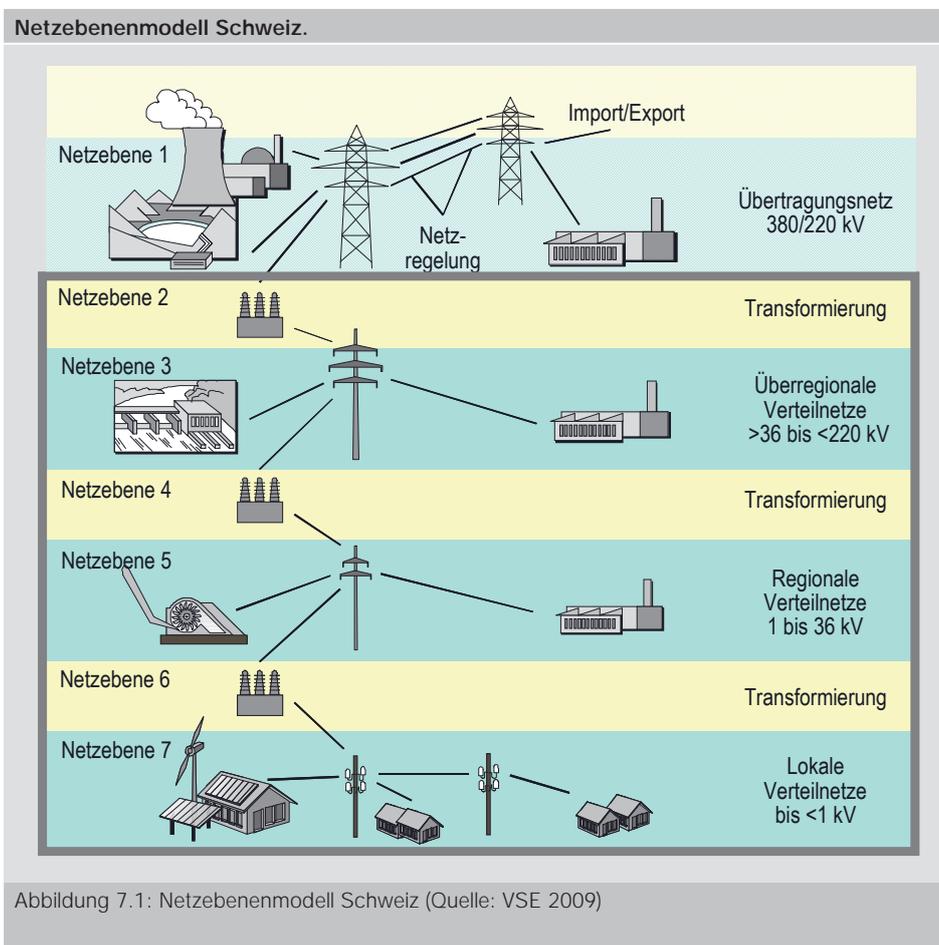


die zu einer tieferen Gesamtbewertung
der GuD-Anlagen und der Kernkraftwerke
führen.

7. Netze.

Wie in der Einleitung erwähnt, liegt der Schwerpunkt dieses Berichts auf der Produktionsentwicklung. Im Sinne des Unbundlings, also der Trennung von Energieproduktion und Netz, erfolgt daher keine gemeinsame Betrachtung. In diesem Kapitel werden der aktuelle Stand der Netzausbauplanung und ein Ausblick auf geplante Netzausbauten bis 2050 gegeben. Eine detailliertere Ausarbeitung mit einem Modell und noch festzulegenden Szenarien für die Netzstrategie soll zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen und in einem eigenen Bericht mit dem Schwerpunkt «Netzentwicklung» dargelegt werden. Das Elektrizitätsnetz von ewz umfasst das Übertragungsnetz mit der Spannungsebene 380/220 kV und die unterlagerten

Verteilnetze von der Niederspannung (unter 1 kV) bis zur Hochspannung (60 kV bzw. 150 kV). Das Übertragungsnetz dient dem Transport von Elektrizität über grössere Distanzen und wird im Verbund mit ausländischen Netzen betrieben. Die Verteilnetze dienen der Belieferung von Endkundinnen und -kunden sowie Weiterverteilern mit elektrischer Energie. ewz betreibt Verteilnetze in der Stadt Zürich, in Mittelbünden und im Bergell. Die Abbildung 7.1 zeigt die verschiedenen Netzebenen. Der Leistungsauftrag der Stadt Zürich an ewz umfasst die Versorgung der Stadt Zürich und Teilen Graubündens mit elektrischer Energie. Das Elektrizitätsnetz ist das Bindeglied zwischen Produktionsanlagen auf der einen und den Konsumentinnen



und Konsumenten auf der anderen Seite. Es ist die unverzichtbare Infrastruktur zur Versorgung von Haushalten, Industrie- und Gewerbetunden sowie Dienstleistern mit elektrischer Energie. Dabei muss aus physikalischen Gründen die Bilanz zwischen Produktion und Verbrauch zu jeder Zeit ausgeglichen sein. Auch nimmt das Verteilnetz zunehmend dezentral erzeugte erneuerbare Energien auf.

Nicht zuletzt hängen auch andere Infrastrukturanlagen wie die Gas- und Wasserversorgung sowie der öffentliche Verkehr von der Verfügbarkeit elektrischer Energie ab. Eine hohe Zuverlässigkeit des Verteilnetzes und damit der Stromversorgung ist ein entscheidender Standortfaktor.

Seit dem ersten Schritt zur Marktöffnung für den Energiebezug per 1. Januar 2009 hat sich für den Bereich der Netze regulatorisch einiges geändert. So müssen seit dem Inkrafttreten der Stromversorgungsgesetzgebung alle Netzbetreiber für ihren Bereich getrennte Kostenrechnungen führen. Diese sind der eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) als Regulatorische Behörde in Form eines jährlichen Reportings einzureichen. Investitionen in die Modernisierung der Verteilnetze können dabei nicht einfach auf die Netznutzungstarife überwältigt, sondern müssen in den Netzkosten geltend gemacht werden. Eine wichtige Grundlage für die Strategie zur Netzentwicklung bei ewz ist der positive Entscheid der Stimmbürgerinnen und Stimmbürger der Stadt Zürich zur 2000-Watt-Gesellschaft vom 30. November 2008. Weiter wird auf Bundesebene die «Strategie Stromnetze» erarbeitet. Die «Netzentwicklung» bei ewz wird darauf abgestimmt. Mittel- und langfristig liegt die wichtigste Herausforderung in der Einbindung von dezentral erzeugten neuen erneuerbaren Energien (Photovoltaik-Anlagen, Windkraftanlagen etc.) und der Integration einer steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen. Dies erfordert den konventionellen Netzausbau und die Weiterentwicklung des Netzes zum «Smart Grid». «Smart Grid» ist ein Elektrizitätsnetz, das den Austausch elektrischer Energie zwischen den unterschiedlichen Erzeugern sowie Konsumentinnen und Konsumenten unter Einbezug von Mess-, Kommunikations- und Informationstechnik sicherstellt. Dabei werden Steuerungs- und Rege-

lungsmöglichkeiten geschaffen, die eine optimale Nutzung des Netzes ermöglichen (BFE 2012d). Die notwendigen Investitionen in ein «smarter» Netz stellen den Netzbetreiber ewz vor grosse Herausforderungen, zumal mit weiteren Anpassungen der Regulierung und der Gesetzgebung gerechnet wird. Die Frage, wer in welchem Ausmass für die notwendigen «smarten» Infrastrukturinvestitionen aufkommen muss, ist noch nicht abschliessend geklärt.

7.1. Übertragungsnetz.

Die heutigen Übertragungsleitungen von ewz wurden ursprünglich gebaut, um die Stadt Zürich mit Energie aus Wasserkraftwerken in Mittelbünden versorgen zu können. Alle Übertragungsnetze müssen gemäss Art. 33 des StromVG bis Ende 2012 von den heutigen Eigentümern an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid übergeben werden. Ab diesem Zeitpunkt wird die Stadt Zürich nur noch eine Aktionärin der schweizerischen Übertragungsgesellschaft sein. Swissgrid wird ab diesem Zeitpunkt zu einer zentralen Stelle innerhalb des nationalen wie auch des internationalen Höchstspannungsnetzes (siehe Abbildung 7.1). Dies auch vor dem Hintergrund, dass die Schweiz bereits heute intensiv im europäischen Stromaustausch involviert ist und auch als «Stromdrehscheibe» im europäischen Verbundnetz bezeichnet wird.

7.1.1. Ursprung der Übertragungsnetze.

Die europäischen Stromnetze waren primär für eine zentrale, grossindustrielle Elektrizitätsproduktion gedacht und wurden ursprünglich für reine Ausgleichs- und Regulierungszwecke verbunden. Durch die Integration von dezentralen und stochastisch einspeisenden erneuerbaren Energiequellen sind daher Anpassungen der Netzinfrastruktur unumgänglich. Da klimatisch ideale Standorte zur Produktion oftmals nicht mit den Orten der grössten Nachfrage übereinstimmen, besteht in ganz Europa dringender Bedarf an Netzausbauten, Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie und Kapazitätserweiterung.

7.1.2. Regulierung und Rahmenbedingungen.

Wegen des zu erwartenden Investitionsbedarfs in die Übertragungskapazität ist eine Anrechenbarkeit und die entsprechende

Rechtssicherheit nötig. Geht es um die Kosten, ist in der Schweiz für die Anwendung der relevanten Gesetze erstinstanzlich die ECom zuständig. Im europäischen Kontext sind dies aus regulatorischer Sicht das Council of European Energy Regulators (CEER) und die European Agency for the Cooperation of the Energy Regulators (ACER). Die Brancheninteressen auf Übertragungsebene werden im European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) gebündelt. Die aktive Mitwirkung von Swissgrid, aber auch der ECom sind im Kontext des Infrastrukturausbaus von zentraler Bedeutung.

7.1.3. Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Elektrische Energie wird heute auf der Höchstspannungsebene im Regelfall über Hochspannungs-Wechselstrom-Übertragungsleitungen transportiert. Dabei können Freileitungen und Erdkabel unterschieden werden. Das Stromversorgungsnetz in Europa wird mit wenigen Ausnahmen auf allen Spannungsebenen mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben. Grosse Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage ziehen dabei eine Frequenzabweichung mit sich. Im Extremfall kann dies zum Zusammenbruch des Netzes und damit zu einem grossflächigen Blackout wie beispielsweise 2003 in Italien führen. Vor diesem Hintergrund wurde im europäischen Verbundnetz ein Toleranzband zur Bestimmung der maximal zulässigen Frequenzabweichung inklusive Regelungsvorgaben festgelegt. Während die meisten europäischen Strombörsen lange Zeit als nationale Märkte organisiert waren, werden die einzelnen Märkte zunehmend gekoppelt. Damit sollen möglichst niedrige, gemeinsame Preise und eine optimale Verwendung der verfügbaren Übertragungskapazitäten erreicht werden.

7.1.4. Ausblick.

Gesamteuropäische Entwicklungen.

Die europäischen Transportnetze wurden auf nationaler Ebene dimensioniert und konstruiert, um die elektrische Energie von den Kraftwerken zu den Verteilnetzen zu übertragen. Ausgehend von einem gesamteuropäischen Markt und der derzeit rasanten Veränderung der Produktionslandschaft ist ein europäisches «Su-

per Grid» das längerfristig angestrebte Ziel. Dieses Super Grid soll die Energieversorgung sicherstellen, elektrische Energie aus neuen erneuerbaren Energiequellen im grossen Massstab über weite Entfernungen transportieren und der Integration des europäischen Marktes dienen. Über das Super Grid könnten die Verbrauchszentren in Europa mit Solarstrom aus sonnenreichen Ländern im Mittelmeerraum und mit Windenergie aus dem Norden versorgt werden.

Unter dem Super Grid wird allgemein ein Netz verstanden, das dem existierenden Transportnetz überlagert wird. Mögliche technische Weiterentwicklungen auf der Übertragungsebene bestehen zum einen darin, ein kapazitätsstarkes Wechselstromnetz durch Spannungserhöhungen im alten Trasse sowie im Trasseeneubau zu realisieren. Zum anderen gilt der Aufbau eines engmaschigen Netzes von kapazitätsstarken Hochspannungsleitungen (Hochspannung-Gleichstromübertragung, HGÜ) als vielversprechende Option.

Netzausbau in Europa und in der Schweiz.

Der Ausbau von Leitungen ist wegen der Bewilligungsfristen und der komplexen Verfahren bei Leitungen zwischen den einzelnen Ländern meist eine lange dauernde und aufwändige Angelegenheit. Oft fehlt zudem die Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber geplanten Projekten. Mit der Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets der EU sind basierend auf der Richtlinie 2009/72/EG von den Übertragungsnetzbetreibern jährliche Netzentwicklungspläne zu erstellen, welche die konkrete Netzausbauplanung umfassen. Künftig wird es entscheidend sein, einerseits frühzeitig das nötige Verständnis zu wecken. Andererseits müssen die Voraussetzungen geschaffen werden, um Entscheide für ein Leitungsprojekt zu fällen und dann auch durchzusetzen.

Die Kosten für die Netzausbauten, die für einen ersten Schritt zu einem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt aufgewendet werden müssen, sind gemäss TYNDP⁴⁴ der ENTSO-E hoch: Allein bis ins Jahr 2014 seien Investitionen von bis zu 28 Milliarden Euro nötig. Des Weiteren wird in der dena-

44 10-Jahres-Netzausbauplan (TYNDP).

II-Studie⁴⁵ davon ausgegangen, dass der Übertragungsnetzausbau allein in Deutschland je nach Szenario eine Erhöhung des Netznutzungsentgelts um 0,2 bis 0,5 Cent je kWh zur Folge hat.

Ausgehend von den multinationalen Ausbauplänen insbesondere auf Grund der Richtlinie 2009/28/EG und der Absicht zur Wahrung der Versorgungssicherheit steht das 6700 km lange Übertragungsnetz der Schweiz vor grossen Ausbauten. Unter anderem geht es um den Anschluss und den Transport produzierter Energie von bestehenden und neu hinzukommenden Kraftwerken, die Anpassung an den zunehmenden Stromverbrauch – respektive an die daraus resultierende Netzbelastung – sowie um die möglichen regionalen Verschiebungen von Lastzentren. Zudem sind die bestehenden Leitungen, die hauptsächlich in der Phase des Ausbaus des schweizerischen Kraftwerkparks in den Jahren 1950 bis 1970 aufgebaut wurden, bald etappenweise am Ende ihrer ursprünglich vorgesehenen Nutzungsdauer. Daher fordert Swissgrid den Ausbau sowie die Erneuerung der schweizerischen Netze. Für das Übertragungsnetz rechnet Swissgrid in den nächsten Jahren mit einem Investitionsvolumen von rund 6 Milliarden Franken. Um bis 2020 rund 1000 km Leitungen zu erneuern oder auszubauen, sind 1,5 Mrd. Franken für den Ausbau und 4,5 Mrd. Franken für die Erneuerung vorgesehen. Dies ist im Verhältnis zum Zubau in den letzten 10 Jahren, in denen nur 150 km neue Netze gebaut wurden, ein massiver Ausbau (Swissgrid 2011).

Swissgrid plant nun mit dem Projekt «Strategisches Netz 2020» gestützt auf die Energieszenarien des Bundes die möglichen Auswirkungen auf Ausbau- und Erneuerungsvorhaben im Übertragungsnetz. In diesem Rahmen wird nochmals festgehalten, dass die Realisierung des strategischen Netzes sowie Gesetzesänderungen unabdingbar seien. Dadurch könnten die Planungs- und Bewilligungsverfahren, die heute durchschnittlich 9 bis 12 Jahre (im Einzelfall noch länger) dauern, stark verkürzt werden (Swissgrid 2011).

⁴⁵ Die dena-II-Netzstudie liefert ein strategisches Konzept zur Weiterentwicklung des Stromnetzes und zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2020/2 (dena 2008)

7.2. Verteilnetz.

7.2.1. Heutiges Verteilnetz und Entwicklung in den letzten Jahren.

ewz betreibt als Verteilnetzbetreiberin gemäss StromVG drei getrennte Verteilnetze: Stadt Zürich, Mittelbünden und Bergell. Zum Verteilnetz gehören die Spannungsebenen von der Niederspannung (230/400 V) bis zur Hochspannung (Zürich: 150 kV, Mittelbünden: 60 kV).

Die Verteilnetze dienen der Versorgung des jeweiligen Gebietes, entweder bis zu den Endkundinnen und Endkunden, falls ein Stromversorgungsauftrag besteht, oder bis zur Übergabe an die lokalen Netzbetreiber (d. h. Übergabe auf Hoch- respektive Mittelspannungsebene).

Damit ewz den Versorgungsauftrag der Stadt Zürich optimal ausführen kann, erfolgt eine Netzplanung allgemein nach folgendem Prinzip: Unter Einhaltung der technischen Rahmenbedingungen ist eine möglichst hohe Versorgungszuverlässigkeit zu möglichst geringen Kosten anzustreben. Auch auf Grund der Stromversorgungsgesetzgebung ist einerseits die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, andererseits sind die Kosten auf dem Niveau eines effizienten Netzbetriebes zu halten. Die letzte Erneuerungsplanung stammt aus dem Jahr 2008; daher sind in dieser Planung Entwicklungen wie die neue Stromversorgungsgesetzgebung, die Verankerung der 2000-Watt-Gesellschaft in der Gemeindeordnung, die Förderung der Energieeffizienz, der Atomausstieg und die Energiestrategie 2050 des Bundes noch nicht berücksichtigt. Der Langfristplanung von ewz wurde bis dato eine Lastentwicklung mit einem jährlichen Lastanstieg von +1 % zu Grunde gelegt (Stromzukunft 2008). Im Rahmen der Investitionsplanung 2008 bis 2032 sind für das ewz-Verteilnetz Massnahmen in den Netzebenen Mittelspannung und Hochspannung vorgesehen. Die Erneuerungsstrategie umfasst neben dem Altersersatz von Netzanlagen insbesondere

Kennzahlen ewz-Netz.	
Hochspannungsnetz	308 km
Mittel- und Niederspannungsnetz	3477 km
Öffentliche Beleuchtung	1543 km
Anzahl versorgte Kundinnen und Kunden respektive Gemeinden	220 393
Gelieferte Energiemenge	3703 GWh

Verteilnetzgebiete Mittelbünden und Bergell.

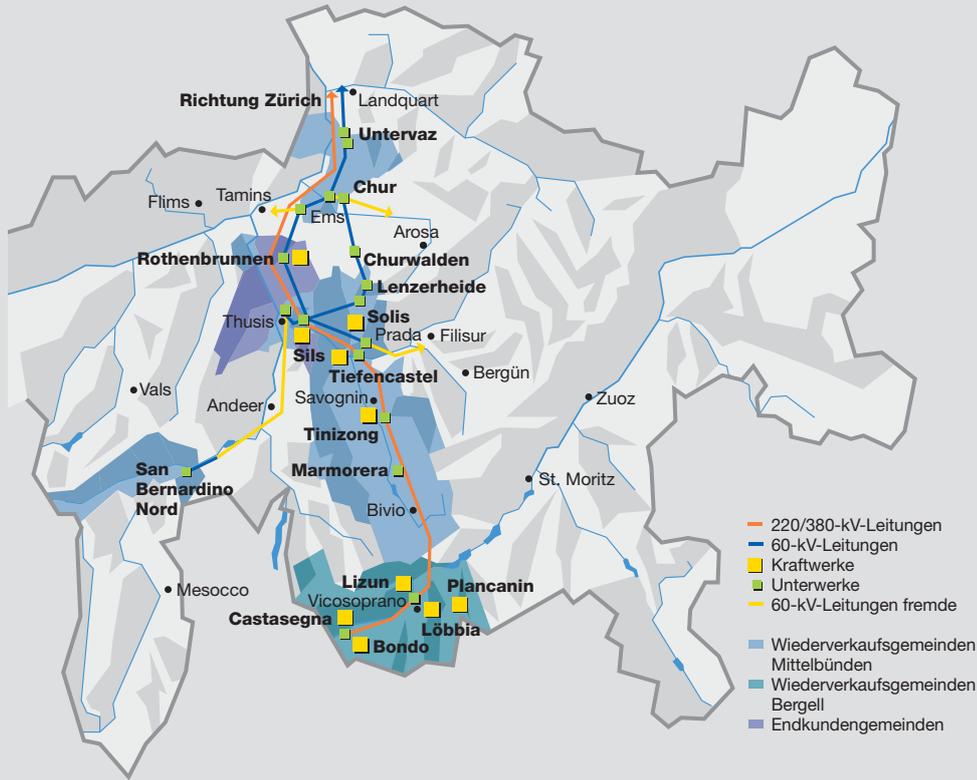


Abbildung 7.2: Verteilnetzgebiete Mittelbünden und Bergell.

Verteilnetz Stadt Zürich.



Abbildung 7.3: Verteilnetz Stadt Zürich.

die Projekte im Zusammenhang mit der Anspeisung Zürich sowie der Umstellung des Mittelspannungsnetzes auf 22 kV.

7.2.2. Entwicklung in den kommenden Jahren.

Durch die starke Zunahme von dezentralen Einspeisungen erneuerbarer Energie sind die Anforderungen an die Verteilnetze in der Schweiz und in ganz Europa hoch. Weiterhin wird in der Stadt Zürich mit einer zunehmenden Last wegen der erwarteten Zuwanderung und dem Ausbau der Elektromobilität gerechnet. Mit dem Entscheid zur 2000-Watt-Gesellschaft haben die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger der Stadt Zürich die Entwicklung hin zu einer grösseren Energieeffizienz, die Förderung von Einsatz und Produktion erneuerbarer Energien sowie das Auslaufenlassen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken befürwortet.

Durch die vermehrte dezentrale Einspeisung, die vor allem auf tieferen Spannungsebenen – das heisst im Verteilnetz – bereits erfolgt ist und in Zukunft voraussichtlich noch stärker erfolgen wird, sind entsprechende Netzkapazitäten nötig. Nebst der punktuellen Verstärkung des Netzes muss dieses auch intelligenter ausgestaltet werden. Lastspitzen und Produktionsengpässe können zeitlich zusammenfallen. Im Gegenzug dazu kann Überproduktion bei geringerem Verbrauch entstehen. Diese Diskrepanzen können einerseits durch Speicherung und andererseits durch gezieltes Netzkapazitätsmanagement vermindert werden, wodurch der erforderliche konventionelle Netzausbau auf ein effizientes Mass begrenzt wird. Intelligentes Kapazitätsmanagement umfasst dezentrale Erzeuger und zeitunkritische Lasten wie beispielsweise Wärmepumpen und Elektromobile. Zu diesem Zweck sind jedoch, wie bereits eingangs des Kapitels erwähnt, diverse Investitionsmassnahmen in eine Kombination aus konventionellem Netzausbau und intelligentem Kapazitätsmanagement notwendig. Bei smarten Zählern über Kommunikationstechnologien bis hin zu Speichern werden neue Technologien zum Einsatz kommen.

Bisher ging der Energiefluss im Wesentlichen in eine Richtung – von den Kraftwerken über Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz zu den Kundinnen

und Kunden. Die Kraftwerke werden verbrauchsgesteuert betrieben, d. h. sie fahren die Lastkurve der an das Netz angeschlossenen Verbraucherinnen und Verbraucher nach. Durch die Zunahme der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien steigen die Anforderungen an das Verteilnetz erheblich. Denn der Energiefluss wird nicht wie bisher nur in eine Richtung gehen, sondern kann auch von den unterlagerten in die überlagerten Netzebenen gerichtet sein. Ausserdem ist die Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien teilweise stark wetterabhängig und weist somit ein stochastisches Produktionsprofil auf. Dies führt dazu, dass die Erzeugung und der Energieverbrauch zeitlich nicht aufeinander abgestimmt sind, und dass die maximale Leistung in allen Anlagen an benachbarten Standorten mit gleichen Wetterbedingungen zum selben Zeitpunkt erreicht wird. Neben der zunehmenden Volatilität der Erzeugung ist auch bei den Lasten davon auszugehen, dass diese in Zukunft stärker variieren (siehe auch Exkurs Prosumer, Kapitel 4). Dies ist durch mögliche Änderungen im Verbrauchsverhalten bedingt, insbesondere durch den Einsatz von Smart Metering (BFE 2012d) und die Zunahme der Elektromobilität. Abhängig von der Erzeugungsdichte steigt die benötigte Netzkapazität stark an, da die stochastische Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien eine hohe Gleichzeitigkeit und damit einen höheren Bedarf an Netzkapazität hat als die bisher im Netz vorhandenen Lasten. Selbst bei örtlich verbrauchsnaher Position führt dies zu erheblichen zeitlichen Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung. Diese müssen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden, indem überschüssige Energie in das überlagerte Transportnetz abgegeben beziehungsweise fehlende Energie eingespeist wird. Für die Aufnahme der fluktuierenden Erzeugung sind Ausgleichsmassnahmen erforderlich.

Vor diesem Hintergrund kommt Energiespeichern zukünftig eine grössere Bedeutung als bisher zu. Speichertechnologien werden typischerweise danach unterschieden, welche Energiedichte sie haben, welche Energie und Leistung sie bereitstellen können und wie hoch die Verweildauer ist. Heute relevant für Netzbetreiber sind Pumpwasserspeicher und

Druckluftspeicher im Übertragungsnetz sowie Batterien, Schwungräder und Superkondensatoren im Verteilnetz. In grösserem Umfang kann elektrische Energie heute nur in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden. Pumpwasserspeicher sind eine bewährte Technik. Sie können grosse Energiemengen innert kurzer Zeit ins Netz speisen, diese aber auch für längere Zeit speichern. In der Schweiz besteht eine Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken von 1,7 GW. Bis zum Jahr 2020 werden voraussichtlich zusätzliche 4 GW an Pumpenkapazität dazukommen (BFE 2012c). Druckluftspeicher hingegen sind noch nicht verbreitet und haben auch viele Nachteile. Im Verteilnetz werden Batterien, Schwungräder und Superkondensatoren zur unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt. Batterien werden genutzt, um für mehrere Stunden Strom zu liefern, während die andern zwei Techniken nur bis zu einer Minute Energie liefern, z. B. zum Umschalten auf einen sekundären Stromkreislauf.

Bei ewz wird gegenwärtig der Einsatz lokaler Speicher vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung untersucht. Speicher sind ein möglicher Entwicklungspfad im Umgang mit fluktuierender Erzeugung und Last in der Stadt. Die Wirtschaftlichkeit von Speichern in der Zukunft ist dabei abhängig von vielen (teilweise interdependenten) Einflussgrössen wie Technologieentwicklung, Strompreisentwicklung, politische Entscheide etc. Bei der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien ist Speicherung jedoch auch über längere Zeiträume erforderlich. Speicher können den Netzausbaubedarf senken. Wird die Energie aber mehrmals über das Netz transportiert, kann dies auch zu einer Erhöhung der benötigten Netzkapazität und zu zusätzlichen Netzverlusten führen. Um die Ausbaumassnahmen möglichst effizient zu gestalten, ist weiterhin eine erhöhte «Intelligenz» des Netzes erforderlich. Diese Massnahmen werden unter dem Begriff Smart Grid zusammengefasst, der informations- und regelungstechnische Erweiterungen wie Echtzeitinformationen über Netzzustände, Last- und Erzeugungsmanagement sowie Blindleistungssteuerung einschliesst. Das heutige passive Netz wird sich dadurch zu einem intelligenteren, sogenannten aktiven Netz

weiterentwickeln. Die Ablösung wird über einen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten geschehen. Ein gutes Managementsystem und mehr Informationen über den Systemzustand sind notwendig, um die Netzkapazität effizient nutzen zu können. Es sind Massnahmen zum Last- und Erzeugungsmanagement zu prüfen, die bei extremen Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch greifen und eine bessere Auslastung der Netze ermöglichen. Der Bericht des Teilprojekts «Energienetze und Ausbaukosten» im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE 2012a) geht je nach Szenario von einem zusätzlichen Ausbaubedarf in den Verteilnetzen durch zunehmende dezentrale Einspeisung bis 2050 zwischen 3,9 und 12,6 Mrd. Franken aus. Dabei ist bereits die Dämpfung des Investitionsbedarfs durch innovative Massnahmen (Smart Grid) berücksichtigt. Ein entsprechender Investitionsbedarf würde auch bei ewz zusätzlich zum bestehenden Erneuerungsaufwand anfallen. Hier ist zu prüfen, ob bei einigen Massnahmen Synergien genutzt werden können, um den Investitionsbedarf zu verringern. Insgesamt ist jedoch mit einem deutlichen Anstieg der Netzkosten zu rechnen.

7.3. Laufende Projekte.

Um den Übergang in die Energiezukunft im Verteilnetz möglichst effizient gestalten zu können, werden bei ewz die verschiedenen in diesem Kapitel genannten Kernthemen und Entwicklungspotenziale bereits in mehreren zukunftsweisenden Projekten untersucht. Beispielhaft seien folgende genannt:

- **Projekt VEiN:** Als Ergänzung zu grossen Kraftwerken werden in Zukunft vermehrt kleine, dezentrale Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt. Beispiele sind Anlagen zur Nutzung der neuen erneuerbaren Energien (wie Kleinwasserkraftwerke, Solarstromanlagen oder Windturbinen) oder zur Wärmekraftkopplung (z. B. Blockheizkraftwerke mit Gasmotoren oder Brennstoffzellen). Solche Anlagen liefern in der Regel kleine, unregelmässig anfallende Energiemengen und speisen den erzeugten Strom in das Niederspannungsnetz (230/400 Volt) ein. Das hat Auswirkungen auf dieses Netz. Die bisherigen theoretischen Untersuchungen haben jedoch noch nicht genügend geklärt, wie sich

ein Niederspannungsnetz verhält, wenn es nicht allein von einer zentralen Transformatorstation versorgt wird, sondern zusätzlich von einer Vielzahl kleiner Stromerzeugungsanlagen. Deshalb wird im Rahmen des Projekts VEiN (verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze) ein Feldversuch durchgeführt. Dabei werden im Niederspannungsnetz mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen betrieben. Ziel des Feldversuches ist es, die Auswirkungen der vermehrten dezentralen Einspeisung auf die Netzqualität und auf den Betrieb von Niederspannungsnetzen in der Praxis zu ermitteln. Zudem dient das Projekt auch als Plattform für wissenschaftliche Versuche bezüglich der dezentralen Stromerzeugung.

■ **Pilot Kleinwindanlage:** Der Markt der Kleinwindanlagen (KWA) wächst. Um die Grösse und das Potenzial dieses Marktes zu erforschen, hat ewz eine Marktstudie und einige praktische Versuche geplant. ewz testet zurzeit zwei Kleinwindanlagen im Rahmen von Pilotprojekten in Zürich und im Bergell. Diese Projekte sollen zeigen, ob dieser Markt Potenzial hat. Diese KWA können an guten Standorten einen Beitrag zur dezentralen Stromerzeugung leisten. Geeignete Standorte für KWA sind dicht besiedelte Regionen mit guten Windverhältnissen, in denen Grossanlagen nicht denkbar wären.

■ **Elektromobilität:** ewz hat eine Arbeitsgruppe Elektromobilität eingesetzt, die u. a. die nationale und internationale Entwicklung verfolgt. Erste Abschätzungen zeigen, dass es bei einer hohen Durchdringung von Elektromobilität, ohne Steuerung der Ladevorgänge, zu Überlastungen in der Peripherie des Verteilnetzes kommen kann. Um dem frühzeitig entgegenzuwirken, wurden die Planungsrichtlinien für den Ausbau des Verteilnetzes und der Hausanschlüsse bereits angepasst. Umweltfreundlich sind Elektrofahrzeuge, wenn sie mit Strom aus neuen erneuerbaren Energien betrieben werden. Deshalb hat ewz zusammen mit Partnern das neue Produkt Ökostrom-Vignette entwickelt. Die Vignette garantiert, dass das Fahrzeug mit ökologischem Strom betrieben wird.

■ **Smart-Metering-Feldstudie:** In einem Feldexperiment (5000 Haushalte) untersucht ewz zusammen mit dem BFE und den Universitäten Lausanne und Zürich den Einfluss von Information auf den

Stromverbrauch von Haushalten. Die Studie ermöglicht, die Wirkung der folgenden drei Massnahmen auf das Verhalten der Haushalte abzuschätzen: 1) Kontinuierliche Information über den eigenen Stromkonsum mittels Installation eines Smart Meters, 2) Informationsgewinn durch eine Stromsparberatung und 3) Zugang zu Informationen zum Stromkonsum von vergleichbaren Partnerhaushalten. Durch Haushaltsbefragungen soll Einsicht in die Einsparpotenziale und die Kundenzufriedenheit von ewz-Kunden und -Kundinnen gewonnen werden. Zum Projekt gehören auch die technischen Aspekte von Smart Metering, wie die Evaluation von Messgeräten und die Verarbeitung der Daten. Die Studie wird 2013 abgeschlossen und im Verlauf des Jahres veröffentlicht.

■ **Speicherprojekte:** In mehreren Speicherprojekten werden bei ewz zurzeit verschiedene Technologien erprobt. Es wird analysiert, ob diese Netzausbauten verhindern können. Insbesondere im Hinblick auf erneuerbare Energien und elektrische Fahrzeuge ist in bestimmten Quartieren vielleicht ein Ausgleichsspeicher nötig. Darum wird unter anderem ein Speichersystem gebaut, das unerwünschte Effekte mildern soll (Spannungseinbrüche, Unter- und Überspannungen, Kabelüberlastungen) und es werden entsprechende Messungen durchgeführt. Weiter ist eine Pilotanlage für ein Brennstoffzellensystem mit Supercap im Unterwerk Aubrugg installiert, um zu überprüfen, ob Brennstoffzellensysteme für die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) einsetzbar sind. Es soll festgestellt werden, ob die Technik soweit ausgereift ist, dass sie die verlässlichen Batterien ersetzen kann. Das Interesse an Brennstoffzellensystemen ist gross, da sie keine Selbstentladung im Standby haben und die Überwachungssysteme einen geringeren Standbyverlust haben als Batterien.

Aus diesen Studien wie auch aus weiteren übergeordneten in- und ausländischen Studien lassen sich neue Erkenntnisse gewinnen. Weitere Technologien (insbesondere im Speicherbereich) befinden sich noch in Entwicklung. Es ist davon auszugehen, dass im betrachteten Zeithorizont auch weitere Lösungsansätze für die anstehenden Herausforderungen an die Netzbetreiber entstehen.

8. Strategien zur Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem.

Die Erwartungen an die erneuerbaren Energien als wichtige Säule des zukünftigen Stromerzeugungsportfolios sind hoch. Entsprechend ambitiös fällt die Planung für den Ausbau in der Schweiz und in Europa aus. Besonders für die dezentrale, stochastisch einspeisende Windkraft- und Photovoltaikenergie⁴⁶ sind die Aussichten viel versprechend.⁴⁷ Im Gegensatz zu anderen neuen erneuerbaren Energien wie Geothermie und Biomasse ist die Energieproduktion aus Windkraft und PV aber wetterabhängig. Das heisst, es kann grosse Schwankungen in der Produktion geben, welche nur begrenzt vorhersagbar sind. Diese Volatilität stellt eine grosse Herausforderung im Hinblick auf die Integration dieser Technologien in das Stromsystem dar. Eine Eigenschaft des Stromnetzes besteht darin, dass es keinen Strom speichert. Daher muss grundsätzlich zu jedem Zeitpunkt genauso viel produziert, respektive eingespeist werden wie entnommen wird. Wenn die resultierenden Frequenzabweichungen ein gewisses Mass erreichen, kann es ohne Eingriff zu einem Ausfall des Netzes kommen. Um Frequenzabweichungen entgegenzuwirken, organisiert Swissgrid in der Schweiz die Netzregelung, welche aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung besteht. Dies ist ein Teil der Systemdienstleistungen, für welche Swissgrid verantwortlich ist.⁴⁸

Bisher wurde in der Schweiz der Strom vor allem durch zentrale Kraftwerke erzeugt, insbesondere durch Wasserkraft und Atomenergie⁴⁹. Der Einsatz dieser Techno-

logien ist weitgehend plan- und regelbar (Speicherkraftwerke). Die Stromnachfrage kann dagegen grösstenteils nicht gesteuert werden (Ausnahme Rundsteuerung) und ist volatil. Falls in Zukunft die Bandlast der Atomenergie durch die genannten erneuerbaren Energiequellen ersetzt wird, ergibt sich auch auf der Produktionsseite eine Volatilität. Zudem sind die Produktionsstandorte der neuen erneuerbaren Energien örtlich nicht immer mit den Lastschwerpunkten abgestimmt (z. B. Offshore-Windkraftanlagen), was zu Netzengpässen im Transportnetz führen kann. Auch im Verteilnetz wird unter anderem der zunehmende Ausbau von PV-Anlagen zu Netzengpässen führen.

Da sich die Verfügbarkeit von Windkraft und Sonne sowohl zeitlich als auch örtlich nicht nach der Nachfrage richtet, müssen Strategien entwickelt und umgesetzt werden, welche die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit auch im veränderten Umfeld gewährleisten. Dazu gehören:

- Der Ausbau des europäischen Transportnetzes zur Abschwächung der regionalen Schwankungen und zum Transport der z. B. offshore eingespeisten Windenergie in die Lastzentren (heutiges Netz verstärken und/oder mittels Supergrid auf eine neue Ebene umleiten);
- Netzverstärkungen im Verteilnetz und Entwicklung in Richtung «Smart Grid»;
- Die Erhöhung der Kapazitäten zur Netzregelung durch flexible thermische Kraftwerke respektive Energiespeicher;
- Die Steuerung von Lasten (Demand Side Management) und Regelung von Erzeugungsanlagen.

Die Herausforderungen bei der Nutzung der beiden Energieträger Windkraft und PV sind hinsichtlich ihrer Einbindung ins Gesamtsystem sehr verschieden. Da Windkraft vermehrt zentral (onshore und offshore) und PV eher dezentral auf Hausdächern eingesetzt wird, stellen sie auch

46 Solarthermische Anlagen haben häufig einen internen Speicher. Deshalb bieten diese schon eine ausgeglichene Einspeisung und brauchen im Normalfall keine zusätzlichen Speicher (BCG, 2010).

47 Das prognostizierte Wachstum für Windkraft- und Photovoltaikanlagen in ausgewählten Ländern ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

48 Weitere Informationen sind auf www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/ancillary_services.html zu finden (zuletzt geprüft 13.09.2012)

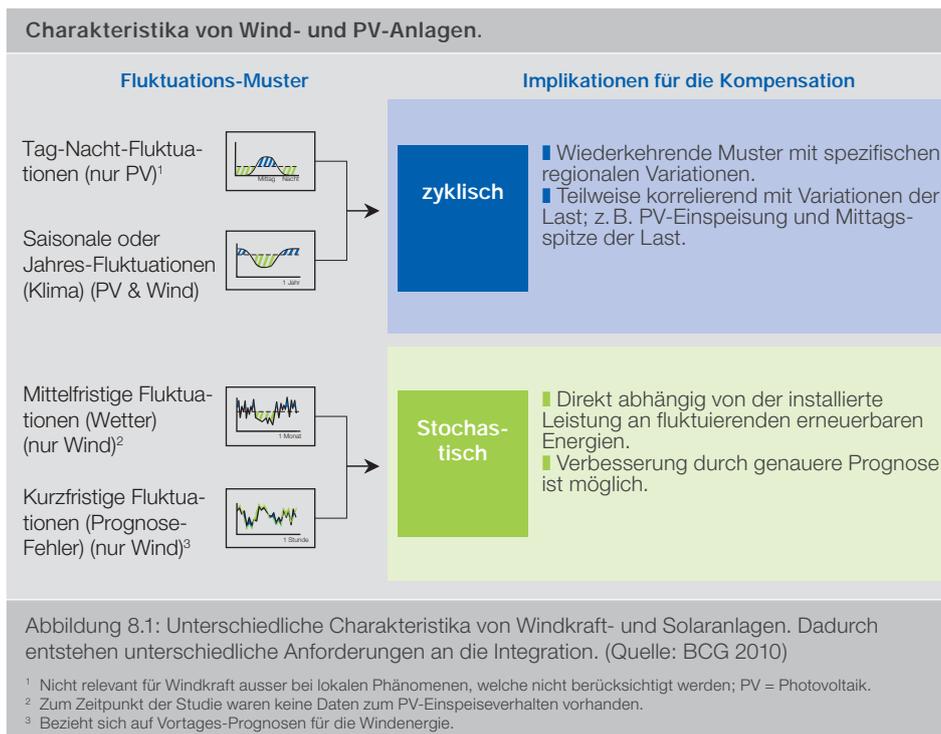
49 www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/energy_sources.html (zuletzt geprüft 13.09.2012)

unterschiedliche Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze.⁵⁰ Bei PV wird ausserdem die Eigenerzeugung eine zunehmende Rolle spielen. Die Entwicklung hängt aber von den gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderungen ab. Aktuell untersucht ewz u. a. die Auswirkung von PV-Anlagen auf das Verteilnetz der Stadt Zürich und Möglichkeiten, unerwünschten Effekten entgegenzuwirken. Die Fluktuation von Wind- und PV-Energie ist unterschiedlich. In Europa tritt der Effekt zum Beispiel im saisonalen Bereich auf: Es gibt mehr Windkraft im Winter und mehr Sonne im Sommer. Wie bei der Tag-Nacht-Produktion von PV handelt es sich hierbei um einen zyklischen und teilweise prognostizierbaren Effekt, der sich teilweise sogar mit der Nachfragestruktur deckt (siehe Abbildung 8.1). Allgemein steigt mit einem grösseren Anteil erneuerbarer Energiequellen die Volatilität der Elektrizitätsproduktion an. Somit stellen sich höhere Anforderungen an die Systemintegration. In der Annahme, dass in Europa im Jahr 2025 rund 350 GW der 1000 GW installierten Leistung aus erneuerbaren Energiequellen stammen, wird unter Anwendung einer groben Faustregel zur Abschätzung des Ausgleichsbedarfs mit einer ungefähren Verdoppelung des heutigen Be-

darfs für Ausgleichskapazitäten gerechnet, die für die fluktuierende Leistung der neuen erneuerbaren Energien eingesetzt werden muss (rund 100 GW) (BCG 2010, BFE 2012c). Es ist davon auszugehen, dass 2025 Technologien für eine kurzfristige Stromspeicherung einsetzbar sind. Spätestens 2040 wird allerdings eine regelmässige Speicherung über Wochen und Monate notwendig sein, um die Überschussenergie aufzufangen (DB 2012). Fehlende Ausgleichsmöglichkeiten der Fluktuationen sind mittlerweile nicht mehr nur ein Problem der fernen Zukunft. Vor allem nicht für Länder wie Deutschland oder Dänemark, in denen die erneuerbaren Energien einen grossen Anteil der Produktionskapazität darstellen. In Deutschland besteht für Strom aus EEG-Anlagen (gemäss Erneuerbare-Energien-Gesetz⁵¹) im Gegensatz zu anderen Energiequellen eine Abnahmeverpflichtung für Netzbetreiber. Daher wird dieser Strom in jedem Fall vorrangig genutzt, um die Nachfrage zu decken. Wegen ihres hohen Anteils an der Stromproduktion gibt es in diesen Ländern Zeiten, in denen die Einspeisung von Grünstrom über der Nachfrage für Elektrizität liegt. Dies führt zu hoch volatilen Elek-

50 Vgl. Kapitel 7.

51 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.



trizitätspreisen, die sogar negativ werden können. Die Elektrizitätsspeicherung stellt einen Lösungsansatz dar, um Überproduktion durch neue erneuerbare Energien zu einem späteren gewünschten Zeitpunkt einzusetzen. Doch die Speicherung von Überschussstrom allein wird nicht genügen. Deshalb müssen auch Ansätze wie vermehrter Ausgleich durch stärkere interregionale Vernetzung, lokalen Netzausbau, konventionelle Backup-Energie und ein Management der Nachfrage sowie die Regelung der Erzeugungsseite in die Überlegungen mit einbezogen werden. Diese grundlegenden Massnahmen bilden zusammen mit der Stromspeicherung das Fundament, um erneuerbare Energien ins Stromnetz integrieren zu können. Gleichzeitig stehen diese Massnahmen in Konkurrenz zueinander: Ein starker Ausbau von GuD-Anlagen zur Bereitstellung von konventioneller Backup-Energie erschwert beispielsweise den Ausbau von Speichern, da diese in den kommenden Jahren noch mit höheren Kosten betrieben werden (siehe Kapitel 8.2). Jedoch hängt die Wirtschaftlichkeit von GuD-Anlagen stark vom Gaspreis und einer möglichen Besteuerung von CO₂ ab und ist somit schwer voraussehbar. Gemäss Merit-Order wird die Technologie mit den tieferen Grenzkosten zuerst Energie an den Markt liefern (Vergleich Kapitel 3).

Jeder der genannten Lösungsansätze hat Stärken und Schwächen und ist als alleinige Lösung ungenügend. Eine allgemeingültige Strategie liegt nicht vor, da insbesondere energiepolitische Entscheide diese stark beeinflussen. Strategisches Ziel sollte es sein, die Integration der neuen erneuerbaren Energien durch eine optimale Kombination der genannten Ansätze so effizient und wirtschaftlich wie möglich zu gestalten.

8.1. Netzausbau.

Durch einen Netzausbau auf Transportnetzebene werden die einzelnen Elektrizitätsnetze verschiedener Länder stärker miteinander verbunden, um Fluktuationen in der Stromproduktion ausgleichen zu können. In diesem Zusammenhang wird oft der Begriff «europäische Kupferplatte» verwendet, der von einer europaweiten Kompensation ausgeht. Es gibt allerdings einige Einschränkungen (BCG 2010):

- Nicht alle Fluktuationen können europaweit ausgeglichen werden (z. B. Tag-Nacht-Fluktuationen). Zudem sind Wetter- und Klimakonditionen in grossen Teilen Europas oft relativ ähnlich. Voraussetzung für den Erfolg dieses Ansatzes wären aber komplementäre Angebotsprofile.

- Mit einer weiteren Zunahme an neuen erneuerbaren Energien nimmt die Effektivität einer Netzerweiterung ab. Analoge Fluktuationsprobleme bestehen bald überall.

- Es gibt politische Hemmnisse: Der Bau von Übertragungsleitungen bedingt oft einen langen Bewilligungsprozess und stösst oft auf öffentliche Widerstände.

Trotz dieser Schwierigkeiten kann ein interregionaler Netzausbau aus technischer Sicht entscheidend dazu beitragen, die zukünftige Volatilität in der Elektrizitätsproduktion zu mindern. Ebenso wird es, wie zu Beginn des Kapitels dargestellt, durch den Ausbau der dezentralen Anlagen für erneuerbare Energien im Verteilnetz punktuell Netzengpässe geben. Da die erneuerbaren Energiequellen wie PV-Anlagen ihre Spitzenleistung nur über einen sehr kurzen Zeitraum im Jahr und mit einer hohen Gleichzeitigkeit abgeben, würde eine Auslegung des Netzes auf diese Spitzenleistung die Effizienz des Netzes gegenüber heute stark herabsetzen. Hier ist zu prüfen, welche der genannten Massnahmen volkswirtschaftlich sinnvoll sind, um die neuen erneuerbaren Energien ins Netz zu integrieren. Dazu gibt es im Bereich Verteilnetze von ewz mehrere Pilotprojekte. Es ist wichtig, frühzeitig zu berücksichtigen, dass die Integration der neuen erneuerbaren Energien zusätzliche Investitionen ins Netz auslösen wird (für eine ausführlichere Darstellung siehe Kapitel 7).

8.2. Flexible thermische Kraftwerke.

In der Vergangenheit erfolgte eine Anpassung der Stromerzeugung an den Verbrauch (Lastfolge) mittels regelbarer Kraftwerke. Diese Kraftwerke wurden jeweils eingesetzt, um die Produktion der Nachfrage anzupassen. GuD- oder reine Gaskraftwerke (in Ergänzung zu Pumpspeichern) sind ausgereifte Technologien zur verbrauchsgeführten Stromproduktion.

Probleme der thermischen Kraftwerke:

- Wenn diese Anlagen eingesetzt werden, um die volatile Produktion der neuen erneuerbaren Energien auszugleichen, ist die Auslastung unter Umständen gering und damit der Betrieb weniger wirtschaftlich (DB 2012).
- Risiken wie steigende CO₂-Preise und die Unsicherheit bezüglich Brennstoffpreisen.
- Die Abhängigkeit von Rohstoffimporten (Weltmarkt).
- Widerstände aus der Bevölkerung gegen den Bau fossiler Kraftwerke.

Zurzeit wird im Zusammenhang mit der geringeren Auslastung von flexibel regelbaren Speichern und Kraftwerken durch steigende Wind- und PV-Einspeisung diskutiert, ob das Angebot von Reservekapazitäten in Zukunft über Kapazitätsmärkte geregelt werden soll. Unter einem Kapazitätsmarkt (oder allgemeiner einem Kapazitätsmechanismus) im Stromsektor wird gemeinhin die finanzielle Unterstützung für die Bereitstellung von Kapazitäten zur Regelung – mit dem Ziel einer ausreichenden Versorgungssicherheit – verstanden. Dadurch würden Anreize für Investitionen in Produktionsanlagen geschaffen, die schnell einsetzbar sind, aber nur selten betrieben werden (Tietjen 2012). Dies könnte zu einem vermehrten Einsatz von GuD-Anlagen führen, die mit sehr kurzen Volllaststunden betrieben werden und auf dem Grosshandelsmarkt nicht wettbewerbsfähig wären.

Für den zuverlässigen Betrieb eines Stromsystems mit einem hohen Anteil an Wind- und PV-Erzeugung können flexible thermische Kraftwerke einen Beitrag leisten, indem sie wetterbedingte Fluktuationen bei der Produktion kompensieren.

8.3. Energiespeicher.

Die Stromspeicherung dient dazu, Energie aus dem Netz zu beziehen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuspeisen. Wozu die Speicher im Detail eingesetzt werden, hängt von den Speichertechniken und deren intrinsischen Eigenschaften ab. Grundsätzlich kann zwischen dem regulierten und marktbasieren Bereich unterschieden werden. Zum regulierten Bereich gehört z. B. der Speicher als Alternative zum Netzausbau. Zum marktbasieren

Bereich gehört z. B. der erwähnte Regelenergiemarkt. In diesem Bericht werden Speicher zur Integration von erneuerbaren Energien aus rein technischer Sicht beurteilt. Es wird daher keine Empfehlung über die regulatorische oder marktbasierende Sicht erfolgen. Es wird aufgezeigt, wie Speicher eingesetzt werden können, wenn sie als Hilfsmittel zur Integration von neuen erneuerbaren Energien dienen sollen. Unverzichtbare Anforderung ist natürlich eine zuverlässige Stromversorgung.

Es gibt eine Vielzahl an Möglichkeiten, um Speichereigenschaften zu unterscheiden und Anwendungen zuzuordnen. Eine Betrachtung der Energiekapazität im Vergleich mit der Leistungsabgabe erlaubt eine grobe Einteilung der gängigen Speichertechniken in verschiedene Anwendungen. Für das Stromnetz ab Stufe Verteilnetzbetreiber bis Übertragungsnetzbetreiber ist eine Energiekapazität ab einer Kilowattstunde interessant. Geringere Kapazitäten werden vor allem in mobilen Technologien eingesetzt, welche nicht in diesem Bericht untersucht werden.

Analog dazu sollte die Leistung mindestens ein Kilowatt betragen. Abbildung 8.2 zeigt, welche Techniken sich zur Verbesserung der Stromqualität (PQ), zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (UPS), als Tagesspeicher und als saisonale Speicher eignen. Die Grenzen für die hier relevanten Anwendungen sind in Abbildung 8.2 durch rote Linien gekennzeichnet. Im Übertragungsnetz und im Verteilnetz kommen heute unterschiedliche Speichertechniken zum Einsatz, die zur sicheren Stromversorgung nötig sind. Systemdienstleister sind vor allem an Grossspeichern (mehrere Megawatt und Megawattstunden) interessiert. Dazu werden in der Schweiz vor allem Pumpwasserspeicher eingesetzt. Diese Speicher sind in der Lage, über Wochen Energie zu speichern und mit grosser Leistung wieder einzuspeisen. Verteilnetzbetreiber hingegen besitzen Speicher zur UPS (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) von Leitstellen und Unterwerken. Zu diesem Zweck eignen sich vor allem Batterien, Schwungradspeicher und Superkondensatoren. Diese Speicher dienen bei einem Stromausfall zur Überbrückung der benötigten Zeit, bis die Stromversorgung wieder funktioniert. Dies kann weniger als eine Sekunde, aber auch Stunden dauern.

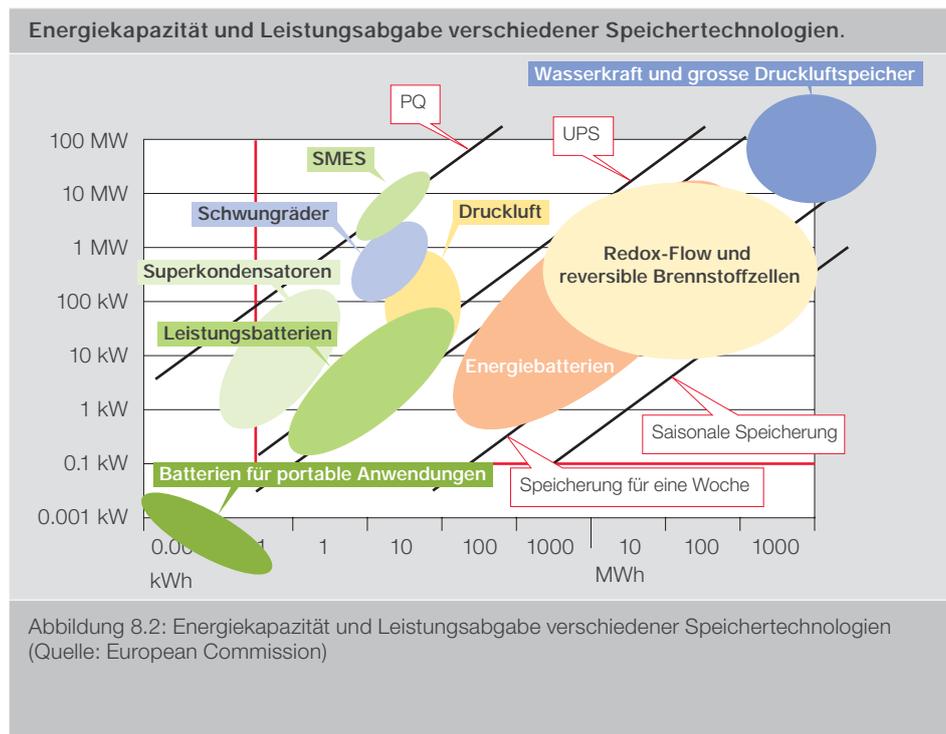
Die vermehrte Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird sich im Stromsystem auf allen Netzebenen bemerkbar machen. Es ist sicherzustellen, dass erstens ein längeres Ausbleiben der Produktion von PV- oder Windkraftstrom kompensiert werden kann. Zweitens ist zu beachten, dass die Versorgungsqualität gewährleistet wird und keine Netzüberlastungen auftreten. Für den Lösungsansatz mit Speichern heisst das, dass für Jahres-Fluktuationen saisonale Speicher benötigt werden. Wahrscheinlich können die kontrovers diskutierten Pumpspeicher dieses Problem nicht lösen, da deren Energieinhalt zu gering ist. Das Pumpspeicherkraftwerk mit dem grössten Volumen in der Schweiz ist Grande Dixence. Dieses hat einen Speicherinhalt von ca. 2000 GWh und eine Leistung von 2,1 GW. Was bedeutet, dass der Speicher bei voller Leistung nach 40 Tagen entladen ist. Somit kann selbst dieser Pumpspeicher keinen saisonalen Ausgleich (Sommer/Winter) sicherstellen. Aus dem gleichen Grund sind auch Druckluftspeicher (CAES, Compressed Air Energy Storage) nicht als saisonale Speicher einsetzbar.

In der Literatur findet sich als Alternative vor allem die Power-to-Gas Technik, d. h. die Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff und gegebenenfalls Methanisierung zur Speicherung im Gasnetz. Diese

Technik bedingt jedoch den Ausbau von Gasspeichern beziehungsweise ein gut ausgebautes Gasnetz. Ausserdem ist der Wirkungsgrad sehr tief. Die Wirtschaftlichkeit hängt zudem vom Zusammenspiel von Strom- und Gasmarkt ab (enervis 2011b). Die Kosten sind für die verschiedenen Speichertechnologien von mehreren Faktoren abhängig. Neue Pumpspeicherkraftwerke sind heute teurer als die bereits gebauten. Einerseits werden die günstigen Standorte bereits genutzt. Andererseits werden die Auflagen strenger. Heutige Druckluftkraftwerke funktionieren in Kombination mit Gaskraftwerken und hängen somit vom Gaspreis ab. Abbildung 8.3 zeigt verschiedene Speichertechniken zur Tages- und Langzeitspeicherung und deren prognostizierte Kostenentwicklung.

Alle Elektrizitätsspeicherungstechnologien sind mit Energieverlusten behaftet. Ihre Wirkungsgrade variieren nach Technologie. Diese teilweise tiefen Wirkungsgrade sind ein Problem der Speichertechnologien hinsichtlich des wirtschaftlichen Einsatzes. Mit dem technischen Fortschritt werden sich auch die Wirkungsgrade erhöhen (ausser bei den technisch weitgehend ausgereiften Pumpspeichern).

Verschiedene Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien: Investitionskosten, Betriebskos-



Geschätzte Speicherkosten für das Jahr 2025.

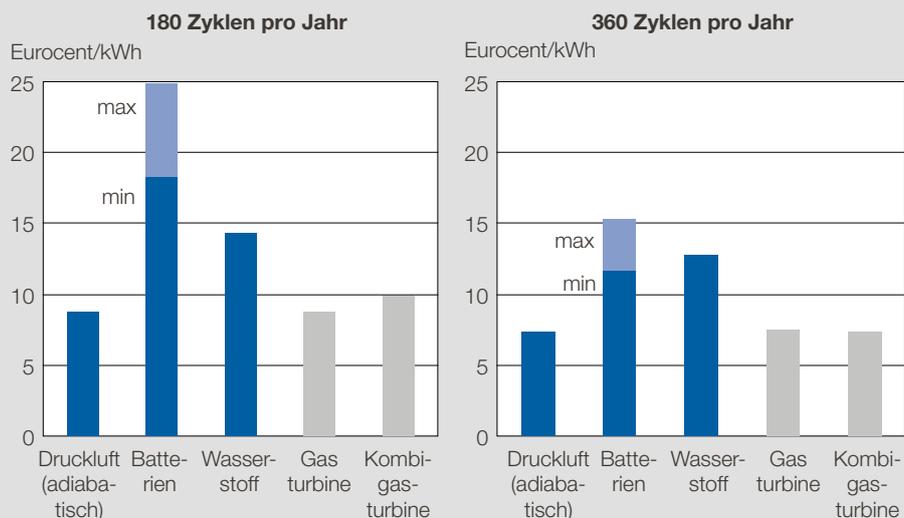


Abbildung 8.3: Vergleich der Speicherkosten nach Technologie. (Quelle: BCG 2010)

Gegenüberstellung der Technologien.

	Technologische Reife	Haupteinsatzbereich	Standort-Einschränkungen	Wirkungsgrad	Soziale Akzeptanz
Druckluft adiabatisch (A-CAES¹)	Teilweise reif	Hauptsächlich bei grossen zentralisierten Anwendungen	Viele Staaten verfügen über die nötigen potenziellen Speicherkavernen	bis 70 %	Geringe Bedenken erwartet
Wasserstoffspeicher	Muss sich noch im Grosseinsatz bewähren	Breiter Einsatzbereich, sehr flexibel in Bezug auf Kapazität; insbesondere für dezentrale Anwendungen geeignet	Keine speziellen geologischen Anforderungen	18 % bis 45 %	Mögliche Sicherheitsbedenken, Referenzprojekte verlaufen jedoch ohne Vorfälle
Batterien	NaS-Zelle ² ist relativ ausgereift; Redox-Flow-Zelle muss sich noch im Grosseinsatz bewähren	Breiter Einsatzbereich, sehr flexibel in Bezug auf Kapazität; insbesondere für dezentrale Anwendungen geeignet	Keine speziellen geologischen Anforderungen	75 %	Geringe Bedenken erwartet, ausser zur Chemikalien-Entsorgung
Pumpwasserspeicher	Reif	Sehr gut geeignet für zentralisierte Anwendungen; noch nicht in kleinen Anwendungen getestet	Europa, inkl. Norwegen, verfügt nur begrenzt über freie Standorte	70 % bis 80 %	Mögliche Umweltschutz-Bedenken durch die starke Landschaftsbeeinträchtigung

Tabelle 8.1: Gegenüberstellung der Technologien bezüglich Vor- und Nachteilen. (Quelle: BCG 2010)

■ Hauptvorteil ■ Hauptnachteil

¹ A-CAES = adiabatic compressed air energy storage.

² NaS = Natrium-Schwefel

ten, Lebensdauer und Anzahl Ladezyklen. Zudem gibt es nur begrenzte Erfahrung mit grossen kommerziellen Anlagen und grosse Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Technologien sowie ihrer Wirtschaftlichkeit (die heutigen Studien kommen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen). In diesem Zusammenhang spielt auch das politische Umfeld eine wichtige Rolle (z. B. regulatorische Rahmenbedingungen für Investitionen). In der Vergangenheit war die Wirtschaftlichkeit von effizienten Speichern (z. B. Pumpspeicher) durch markante Preisunterschiede zwischen Hochpreisstunden (wochentags jeweils tagsüber) und Tiefpreisstunden (am Wochenende und nachts) gewährleistet. Diese regelmässigen Preisschwankungen («Peak-Offpeak spread») gehen jedoch markant zurück. Speicher müssen sich künftig durch kurzfristige und unregelmässig auftretende Preisunterschiede finanzieren. Speichertechnologien haben das Potenzial, einen grossen Anteil der notwendigen Reservekapazität für die Integration der stochastisch produzierenden Erzeuger neuer erneuerbarer Energien bereit zu stellen (BCG 2010). Sie sollten daher für die nahe Zukunft im Fokus stehen. Bei ewz gibt es mehrere Pilotprojekte, in denen das zukünftige Potenzial für den Einsatz von Speichern im Netz untersucht wird. Ein neuer Ansatz, der elektrothermische Energiespeicher, ETES, wird im folgenden Exkurs detaillierter vorgestellt. Tabelle 8.1 enthält eine Zusammenstellung aller diskutierten Speichertechniken.

Exkurs: Elektrothermischer Speicher (ETES).

Eine vielversprechende neue Technik ist der von der ABB entwickelte ETES. ewz und ABB beabsichtigen, gemeinsam eine Pilotanlage zur elektrothermischen Energiespeicherung zu erstellen. Der ETES basiert auf einer Kombination von Wärmepumpe zum Laden der elektrischen Energie, Wärmespeicher zum Speichern der Energie in Form von Wärme und Wärmekraftmaschine zum Entladen des Speichers durch Umwandlung von Wärme in elektrische Energie. Das Konzept wird in Abbildung 8.4 dargestellt. Die thermodynamischen Zyklen für das Laden und Entladen werden mittels CO₂ betrieben. Wasser

und Eis auf der heissen und kalten Seite dienen als Speichermedien. Die Hauptkomponenten des Systems bilden vier Turbomaschinen, Wärmetauscher sowie Speichertanks.

Da die zwei benutzten Kreisläufe (Wasser, CO₂) geschlossen sind, handelt es sich beim ETES um ein standortunabhängiges System. Eine Pilotanlage muss eine kritische Grösse erreichen. Dann erst sind Skalierungseffekte gering und Aussagen über die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen möglich. Deshalb ist eine elektrische Leistung von 5 MW vorgesehen. Der angestrebte Wirkungsgrad der Pilotanlage beträgt 51 %. Für einen Grossspeicher von 60 MW wird der Wirkungsgrad auf bis zu 70 % geschätzt.

8.4. Management der Nachfrageseite und der Erzeugungsseite.

Das Management der Nachfrage (Demand-Side-Management, DSM) bezieht sich auf eine Verschiebung des flexiblen Bedarfs, um die allgemeine Nachfrage während Peak-Zeiten zu glätten. Beispielsweise wird in der Schweiz schon seit längerer Zeit die Rundsteuerung eingesetzt, mit der stromintensive Geräte (Warmwasserboiler, Kühlanlagen) gesteuert werden können. Die Weiterentwicklungen sehen eine «intelligente» Verbindung zwischen Produktionsanlagen, Netzen, Speichern sowie Kundinnen und Kunden vor. Die modernen Informations- und Kommunikationstechnologien sollen die Kommunikation zwischen diesen Bereichen sicherstellen und eine optimale Steuerung ermöglichen. Boiler, die bisher meist in der Nacht zu tiefen Strompreisen betrieben wurden, können so z. B. auch tagsüber bei starkem Wind eingeschaltet werden. Denn durch die grossen Fluktuationen werden die Preisunterschiede (Tag-Nacht) in Zukunft wesentlich geringer ausfallen. (Siehe auch Kapitel 7.)

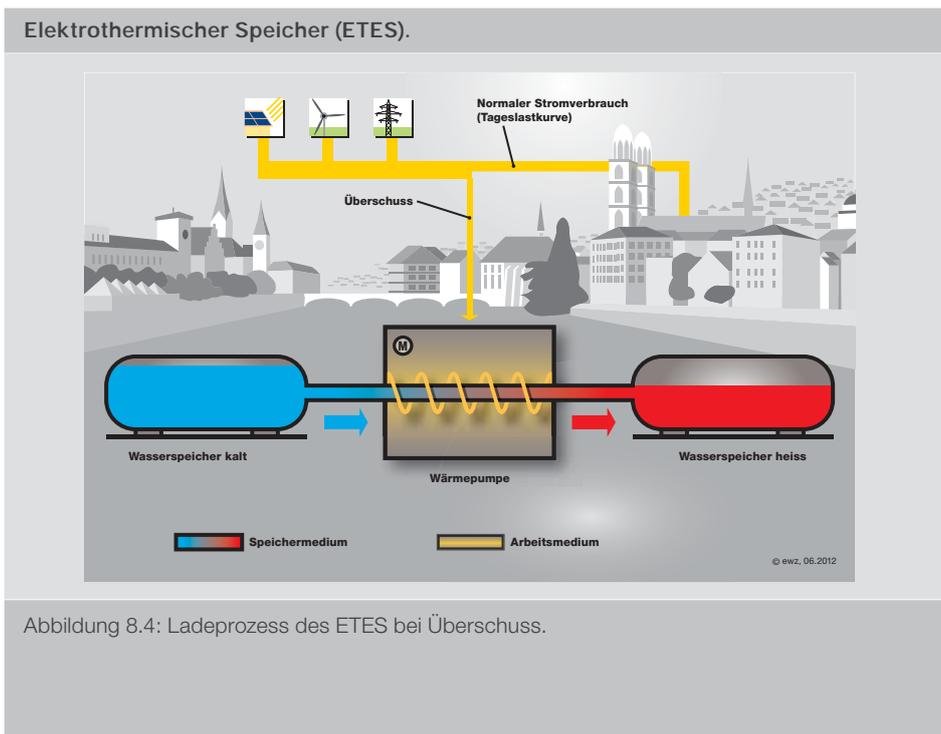
Auch DSM hat jedoch seine Grenzen. Meistens kann die Last, wenn überhaupt, nur über eine kurze Zeit verschoben werden. Zudem sind dafür grosse Investitionen wie Smart Meters und kundenspezifische Abrechnungssysteme nötig, die auch Diskussionen um den Datenschutz anregen könnten. Zusätzlich ist fraglich, ob die Konsumenten und Konsumentinnen bereit wären, ihre Gewohnheiten umzustellen.

ewz ist an verschiedenen Pilotprojekten beteiligt, mit denen erste Erfahrungen mit Smart Meters und DSM im Allgemeinen gesammelt werden (BCG 2010). Auf der Erzeugungsseite ist es wichtig, die Möglichkeit der Beteiligung von neuen erneuerbaren Energien an Systemdienstleistungen (Netzstützung, Spannungshaltung) möglichst frühzeitig zu berücksichtigen. Auch Erzeuger von erneuerbaren Energie wie beispielsweise PV-Anlagen sollten regelbar ausgeführt werden. Damit kann die Systemstabilität aufrecht erhalten und ein ineffizienter Ausbau des Netzes vermieden werden. Dies hat in Deutschland bereits ins Erneuerbare-Energien-Gesetz Eingang gefunden (§6 Technische Vorgaben).

8.5. Schlussfolgerungen.

Der geplante Ausbau von Anlagen zur Gewinnung von erneuerbaren Energien stellt Europa und damit auch die Schweiz vor grosse Herausforderungen. Es gibt mehrere Wege, darauf zu reagieren. Ein Weg allein führt nicht zum Ziel. Nötig ist eine Kombination aus den in diesem Kapitel beschriebenen Ansätzen, d. h. Netzverstärkungen, flexible thermische Kraftwerke, Management der Nachfrage und Erzeugung sowie Energiespeichern. Angesichts der Stärken und Schwächen und den verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten der zurzeit vorhandenen Spei-

chertechnologien ist davon auszugehen, dass eine Kombination die benötigte Speicherkapazität bereitstellen wird. Keine der Speichertechnologien ist in der Lage, die Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage auf verschiedenen Zeitskalen alleine auszugleichen. Bis 2025 liegt der Fokus voraussichtlich eher auf Kurz- und Mittelfristspeichern. In den nachfolgenden Jahren wird jedoch auch immer mehr Kapazität zur Langzeitspeicherung notwendig. Ziel ist die optimale Kombination zur Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem in einer möglichst effizienten und wirtschaftlichen Art und Weise. Für die Umsetzung werden die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Ausgestaltung des Strommarktes entscheidend sein, da sie für Investitions- und Effizianreize sowie die Investitionsicherheit massgeblich sind und sein werden. ewz analysiert das zukünftige Potenzial und die optimale Betriebsweise von Energiespeichern in Studien und Pilotprojekten. Schon heute ist zwingend zu berücksichtigen, dass der geplante Ausbau von Anlagen zur Gewinnung neuer erneuerbarer Energien zusätzliche Investitionen für deren Integration ins Netz nach sich zieht. Speicher werden in Zukunft ein wichtiger Bestandteil des Netzes sein, um diese Integration möglichst effizient zu gestalten.



9. Produktionsszenarien.

9.1. Einleitung.

Auf Grundlage der Analyse der Rahmenbedingungen und der erwarteten Entwicklung der Produktionstechnologien, insbesondere der Investitions- und Produktionskosten, wird eine begrenzte Anzahl Produktionsszenarien definiert. Mit Hilfe dieser Produktionsszenarien können die energetischen, ökologischen und finanziellen Auswirkungen der Produktionsszenarien beurteilt, untereinander verglichen und interpretiert werden.

Die Szenarien beziehen die wahrscheinlichsten und für den Strommarkt relevantesten ökonomischen und technischen Entwicklungen ein⁵² und dienen der Früherkennung möglicher Handlungsoptionen im Strombereich.

Um den Unsicherheiten Rechnung zu tragen, werden die Szenarien mit Sensitivitätsrechnungen für ausgewählte Determinanten ergänzt. Damit die Ergebnisse keine Scheingenauigkeit aufweisen, werden, soweit möglich und sinnvoll, Vereinfachungen und Rundungen vorgenommen.

9.2. Vorgehen bei Festlegung der Produktionsszenarien.

Die Produktionsszenarien basieren auf den Technologien, die in Kapitel 5 dargestellt sind. Für jede Technologie wurden mögliche Entwicklungspfade identifiziert, welche die heutigen Investitions- und Produktionskosten und ihre Entwicklung bis 2050 berücksichtigen (Kapitel 5.2.2.).

Die Gewichtung der einzelnen Technologien erfolgt entweder basierend auf bereits vorliegenden internen Strategien (ewz-Teilstrategien) oder auf Grund von Überlegungen hinsichtlich der Potenziale der einzelnen Technologien in der Schweiz und im Ausland. Das Produktionsportfolio soll eine optimale Kombination von eigener Produktion und Beschaffungsverträgen mit unterschiedlichen Laufzeiten anstre-

⁵² Vgl. Kapitel 6 für eine Beschreibung der erwarteten Entwicklung der einzelnen Technologien.

ben. Durch Investitionen in verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Laufzeiten und Produktionsstandorten wird eine Diversifikationsstrategie verfolgt, die technologie- und projektspezifische Investitionsrisiken minimiert.

Die Entwicklung der Rahmenbedingungen wird als kontinuierlich angenommen. Abrupte Veränderungen, Krisensituationen und technologische Entwicklungssprünge werden in den Szenarien nicht modelliert. Weiter wird davon ausgegangen, dass die notwendigen Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze getätigt werden, damit diese den Anforderungen genügen, die durch den Zubau an neuen erneuerbaren Energien entstehen (vgl. Kapitel 7). Den Produktionsszenarien liegen keine direkten Mengenziele zu Grunde. Als grober Richtwert dient der angestrebte Absatz (vgl. Kapitel 4). Unterschiede zwischen Produktion und Absatz werden implizit mit Zukäufen oder Verkäufen auf dem Grosshandelsmarkt ausgeglichen.

9.3. Definition der Produktionsszenarien.

Die Produktionsszenarien basieren auf folgenden Technologien:

- Wasserkraft (Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke);
- Kernkraftwerke (mit Laufzeiten bis maximal zum Jahr 2034);
- Neue erneuerbare Energien: Photovoltaik im In- und Ausland, Windenergieanlagen im Inland sowie On- und Offshore-Anlagen im Ausland, Solarthermie im Ausland, Biomasse im Inland;
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) im In- oder Ausland.

Die Szenarien, die mit diesen Technologien gebildet werden, stellen mögliche Eckwerte dar und zeigen die Bandbreiten auf, in denen sich die Produktion nach heutigen Erkenntnissen bewegen wird. Die Annahmen zu den Ausbaupfaden der ein-

zelen Technologien werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

9.3.1. Entwicklungspfad Wasserkraft.

Die Produktion aus Wasserkraftanlagen macht zurzeit rund 47 % der Produktion von ewz aus. Die Nutzung der Wasserkraft ist an Konzessionsverträge gebunden, die in den kommenden Jahrzehnten auslaufen. Die Energiemenge, die ewz in Zukunft in eigenen Wasserkraftanlagen erzeugen wird, hängt im Wesentlichen von einer erfolgreichen Rekonzessionierung der Anlagen ab. Zudem üben auch die Bestim-

mungen zu den Restwassermengen, die bei einer Rekonzessionierung zur Geltung gelangen (Gewässerschutzgesetz), einen Einfluss aus auf die zukünftige Stromproduktion aus Wasserkraft.

Für die Produktionsszenarien werden zwei mögliche Entwicklungsvarianten der Wasserkraft definiert:

- **Keine Rekonzessionierung:** Die bestehenden Konzessionen für die eigenen Anlagen und die Partnerwerke können nicht erneuert werden. Es kommt zum Heimfall, d. h. die Anlagen gehen an die konzessionsgebenden Gemeinden über.

Übersicht der eigenen Wasserkraftanlagen.			
Eigene Anlagen	Durchschnittliche jährliche Produktion (2002 bis 2011)	Leistung	Konzessionsende
Kraftwerke an der Limmat			
Letten	21 GWh	4 MW	31.12.2023
Höngg	8 GWh	1 MW	01.01.2057
Wettingen	135 GWh	26 MW	15.8.2083
Kraftwerke Mittelbünden			
Tinizong	191 GWh	69 MW	31.5.2035
Tiefencastel-Ost	157 GWh	52 MW	30.9.2050
Tiefencastel-West	67 GWh	24 MW	2022 (2050)
Sils, Solis (Dotiert.)	103 GWh	26 MW	31.3.2057
Rothenbrunnen	183 GWh	38 MW	31.3.2057
Solis	24 GWh	7 MW	31.3.2057
Bergeller Kraftwerke			
Castasegna	258 GWh	100 MW	31.12.2039
Bondo	18 GWh	7 MW	31.12.2039
Löbbia	143 GWh	95 MW	31.12.2039
Lizun	18 GWh	7 MW	31.12.2039
Total eigene Anlagen Wasserkraft	1325 GWh	456 MW	

Tabelle 9.1: Übersicht der eigenen Wasserkraftanlagen.

Übersicht der Wasserkraftanlagen der Partnerwerke.			
Partnerwerke	Durchschnittliche jährliche Produktion (2002 bis 2011)	Leistung	Konzessionsende
Kraftwerke Wägital	60 GWh	54 MW	2040
Kraftwerke Oberhasli	353 GWh	164 MW	2042
Kraftwerke Hinterrhein	259 GWh	124 MW	2042
Blenio Kraftwerke	140 GWh	71 MW	2042
Maggia Kraftwerke	126 GWh	60 MW	2035 (Maggia 1), 2048 (Maggia 2)
Total Partnerwerke Wasserkraft	938 GWh	473 MW	

Tabelle 9.2: Übersicht der Wasserkraftanlagen der Partnerwerke. Die Produktion und Leistung entspricht dem Anteil, über welchen ewz auf Grund der Beteiligung am jeweiligen Partnerwerk verfügt.

■ **Erfolgreiche (frühzeitige) Rekonzessionierung:** Die eigenen Anlagen werden erfolgreich frühzeitig rekonzessioniert, die Partneranlagen nach Ablauf der bestehenden Konzessionen.⁵³

Bei einer erfolgreichen Erneuerung der Konzessionen muss ewz (bzw. müssen die Partnerwerke) den Gemeinden respektive den Standortkantonen eine Heimfallverzichtentschädigung (HFVE) entrichten. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich die öffentliche Hand an den Anlagen beteiligt. Die Elektrizitätsproduktion von ewz aus den betroffenen Anlagen vermindert sich um diesen Anteil. Für die beiden Partnerwerke OFIMA und OFIBLE wird in allen Szenarien der Heimfall angenommen. Tabelle 9.1 stellt die durchschnittlichen jährlichen Produktionsmengen und Leistungen der letzten 10 Jahre der Anlagen sowie das Jahr, an dem die Konzessionen ablaufen, dar. In den Produktionsszenarien wird berücksichtigt, dass das Projekt KWO Plus verschiedene Teile der bestehenden Anlagen aufwertet, was zu einer zusätzlichen Produktion und Leistung führt. Die Möglichkeiten des Zubaus von neuen Grosswasserkraftwerken oder des Erwerbs von fremden Konzessionen werden nicht in den Ausbaupfaden mit einbezogen.

⁵³ Bei dieser Entwicklungsvariante wurden die möglichen Auswirkungen eines Stromabkommens zwischen Schweiz und der Europäischen Union nicht direkt einbezogen. Es wird implizit angenommen, dass bei einer Ausschreibeverpflichtung der Konzession ewz die Nutzungsrechte für die Anlagen erhalten würde.

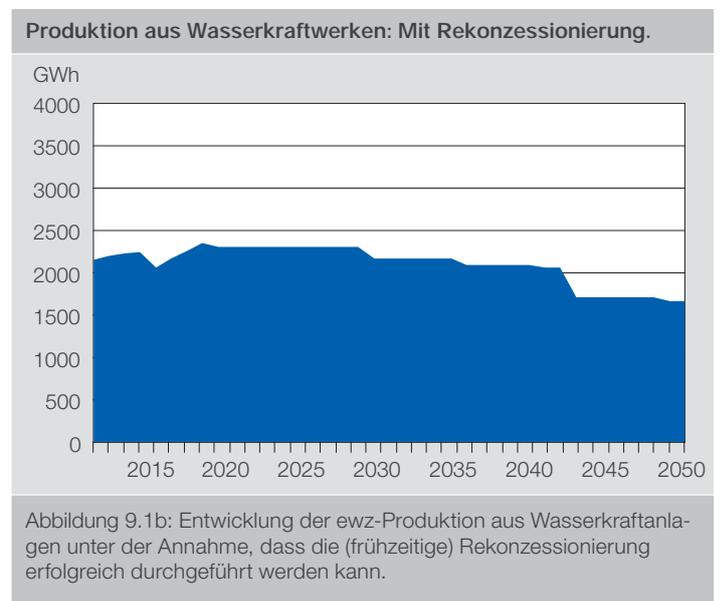
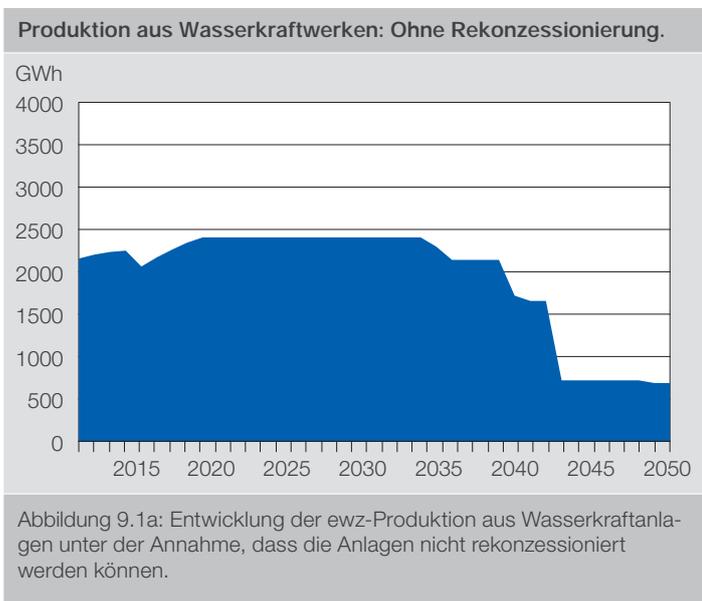
9.3.2. Entwicklungspfad Kernkraftwerke.

Basierend auf dem Entscheid des Gemeinderates, die Motionen zum Ausstieg aus der Nutzung von Atomenergie bis zum Jahr 2034 und zur Erarbeitung einer entsprechenden verbindlichen Strategie (GR-Nr. 2011/292 und 2011/293) zu überweisen, gehen alle Produktionsszenarien von Beteiligungen an Kernkraftwerken bis längstens zu diesem Zeitpunkt aus. Es wird davon ausgegangen, dass zu diesem Zeitpunkt die Kernkraftwerke vom Netz genommen werden. Entweder weil sie die technische Lebensdauer erreicht haben oder weil sie die Sicherheitsanforderungen nicht mehr erfüllen. Alle Produktionsszenarien gehen von den gleichen Annahmen aus.

Tabelle 9.3 weist die jährlichen Produktionszahlen für die Kernkraftbeteiligungen entsprechend dem Anteil aus, der ewz auf Grund seiner prozentualen Beteiligung bzw. seiner Bezugsrechte aus Kernkraftwerken zur Verfügung steht. Aus Tabelle 9.3 ist ersichtlich, dass insbesondere die Beteiligung am Kraftwerk Gösgen einen wesentlichen Teil (rund ein Viertel) der heutigen Produktion von ewz ausmacht.

9.3.3. Zubau-Varianten der neuen erneuerbaren Energien.

Im Unterschied zu den Wasserkraftanlagen und den Beteiligungen an Kernkraftwerken, bei denen die bestehenden Anlagen im Vordergrund stehen, ist bei den neuen erneuerbaren Energien ein bedeutender Zubau an neuen Anlagen im In-



und Ausland vorgesehen. Grundsätzlich kann dieser Zubau entweder über Beteiligungen an Kraftwerken bzw. Eigenbau und Eigenbetrieb (mit Investitionen) oder über Bezugsverträge (ohne eigene Investitionen) erfolgen. Auch Kombinationen von Beteiligungen und Bezugsverträgen sind denkbar. Tabelle 9.4 gibt einen Überblick über die bestehenden Anlagen im In- und Ausland. Daraus geht hervor, dass ewz bereits in den letzten Jahren grosse Investitionen in Windparks getätigt und bereits im Jahr 1996 die ewz.solarstrombörse eingeführt hat. Mittlerweile bezieht ewz Strom von über 300 Photovoltaikanlagen. Ein Zubau von Photovoltaikanlagen und von Biomassekraftwerken in der Schweiz soll vorzugsweise über langfristige Be-

zugsverträge erfolgen. Der Strom aus Photovoltaik wird von zahlreichen (Klein-) Produzenten, basierend auf langfristigen Bezugsverträgen, zu Produktionskosten eingekauft. Auf Grund der komplexen Technik und der schwierigen Rohstoffbeschaffung wird auch Strom aus Biomasseanlagen mit langfristigen Bezugsverträgen eingekauft. Das schliesst nicht aus, dass sich ewz in konkreten Fällen an Anlagen beteiligen oder diese im Eigenbau realisieren kann. Der Zubau von PV-Anlagen und von anderen Technologien im Ausland erfolgt annahmegemäss durch Beteiligungen oder durch Eigenbau. Auch bei dieser Technologie sind andere Bezugs- und Beteiligungsformen nicht ausgeschlossen. Weiter wird angenommen, dass Investitionen in in- und ausländische Windkraftanlagen (on- und offshore) sowie in ausländische PV- und Solarthermieanlagen mit einer lokalen Einspeisevergütung entschädigt werden. Sobald die Produktionskosten auf das Niveau der Grosshandelspreise oder darunter sinken, werden die Fördermodelle für Neuanlagen eingestellt. Anlagen, die bis zum Jahr 2025 gebaut werden, können annahmegemäss Fördermodelle bis zu einer maximalen Dauer von 20 Jahren nutzen. Dieser Strom steht ewz zwar nicht für den eigenen Absatz oder Handel zur Verfügung, die Nutzung der Fördermodelle kann allerdings jederzeit gekündigt werden.

Für den Zubau an neuen erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Solarthermie, Biomasse) wurden zwei Zubau-Varianten definiert:

1. **Moderates Wachstum:** Diese Zubau-Variante geht von einem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien aus, der sich an den aktuellen Projekten von ewz (vor allem Windanlagen) und an bestehenden Teilstrategien orientiert.
2. **Starkes Wachstum:** Diese Variante geht von einem starken Ausbau der neuen erneuerbaren Energien aus. Unter der Annahme, dass die heutigen Ressourcen und Strukturen von ewz angepasst werden können, wurde abgeschätzt, welche Zubauten beziehungsweise Akquisitionen bei einem forcierten Ausbau realisierbar sind.

Durchschnittliche Produktion der Kernkraftwerke.				
Beteiligungen	Durchschnittliche jährliche Produktion	Ende Laufzeit (Jahr)	Betriebsjahre bis Stilllegung (bis zum Jahr)	Bemerkungen
Bugey (Electricité de France)	408 GWh	2018/2019	40 (2018/2019)	2 Blöcke, AKEB
Cattenom (Electricité de France)	288 GWh	2040/2041	40 (2030/2031)	2 Blöcke, AKEB
Kernkraftwerk Leibstadt AG	269 GWh	2044	50 (2034)	AKEB
Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	1194 GWh	2039	50 (2029)	
Total Partnerwerke Kernkraft	2159 GWh			

Tabelle 9.3: Durchschnittliche ewz-Produktion der Kernkraftwerke (Anteil ewz), Jahr der Ausserbetriebnahme und erwartete Laufzeiten der Beteiligungen.

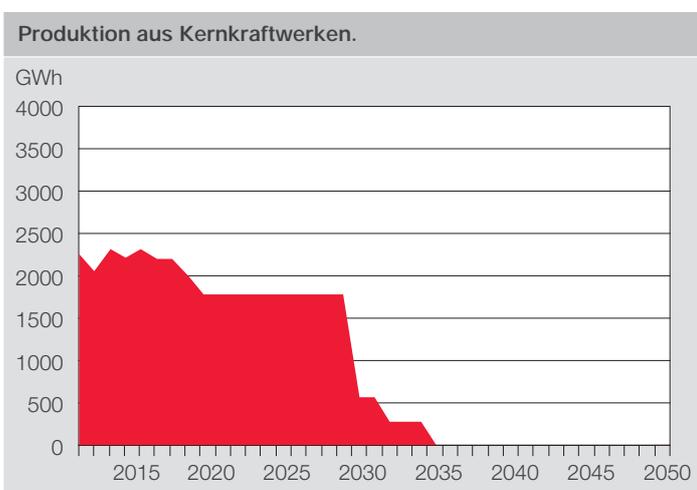


Abbildung 9.2: Entwicklung der Produktion aus Kernkraftwerken. Es wird angenommen, dass bis spätestens zum Jahr 2034 die Bezugsrechte aus Kernkraftwerken ausgelaufen sind.

Zubau-Variante moderates Wachstum.
Bei der Definition der Ausbaupfade für die Windenergie wurde angenommen, dass die bestehenden Projekte mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % realisiert werden (die erwartete Produktion jedes Projektes wird mit dieser Wahrscheinlichkeit multipliziert). Es bestehen auch Annahmen zum Repowering von Anlagen mit bestimmten Realisierungswahrscheinlichkeiten und Leistungssteigerungsfaktoren. Zusätzlich werden bis 2025 rund 100 GWh Windenergie aus ausländischen Onshore-Anlagen zugebaut. Im Jahr 2050 beschafft ewz folglich rund 125 GWh aus Schweizer Windanlagen, 435 GWh aus ausländischen Onshore-Windanlagen und rund 90 GWh aus ausländischen Offshore-Windanlagen.
Der Ausbau von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus Solarenergie, also von PV-Anlagen im In- und Ausland und Solarthermieanlagen im Ausland, erfolgt in Anle-

hung an die «Teilstrategie Solar».⁵⁴ In dieser wird bis 2020 eine Erhöhung der jährlichen Produktion um 15 GWh PV in der Schweiz und 10 GWh Solarthermie vorgeschlagen (gegenüber 2011). Bis 2030 soll eine Erhöhung der Produktion um 25 GWh aus PV in der Schweiz, 75 GWh aus PV im Ausland und 50 GWh aus Solarthermie erfolgen (gegenüber 2011). Der Ausbau von 2030 bis 2050 wird moderat fortgeführt. Es wird angenommen, dass im Jahr 2050 die Produktion aus Solarenergie je zur Hälfte durch PV- und Solarthermieanlagen erzeugt wird. Zum heutigen Zeitpunkt ist nicht klar, welche der beiden Technologien sich an sonnenreichen Standorten durchsetzen wird. Im Jahr 2050 beschafft ewz somit 75 GWh aus Schweizer PV-Anlagen, 100 GWh aus ausländischen PV-Anlagen und 100 GWh

⁵⁴ Grundlage ist eine Präsentation zu «Teilstrategie Solar» bzw. zur Motion Mauch (GR Nr. 2009/605), die am 31. August 2011 in der Spezialkommission TED/DIB des Gemeinderates der Stadt Zürich erfolgte.

Übersicht der Anlagen neuer erneuerbaren Energien von ewz.			
Technologie	Organisationsform	Absatzform 2011	Produktion 2011
Windkraft			
Windparks Deutschland	Eigene Werke	Nutzung der lokalen Fördermodelle (Energie wird abgetreten).	102 GWh
		Pilotprojekt Windpark Dörmte: Übertrag in ewz-Bilanzkreis (physisch und Zertifikat).	19 GWh
Hog Jæren, Norwegen	Beteiligung	Übernahme der Zertifikate durch ewz, keine Übernahme des physischen Stroms.	25 GWh
Anlagen von Dritten (Schweiz z. B. St. Brais, Gütsch)	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	21 GWh
Photovoltaik			
ewz.solarstrombörse (Schweiz) sowie weitere Anlagen von Dritten	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	13,5 GWh
Solarthermie			
Puerto Errado 2, Spanien	Beteiligung	Nutzung der lokalen Fördermodelle (Energie wird abgetreten).	(ca. 5 GWh ab 2012)
Biomasse			
Anlagen von Dritten (Schweiz z. B. Holzheizkraftwerk Aubrugg)	Bezugsverträge	Übernahme des physischen Stroms und der Zertifikate durch ewz.	19.5 GWh
Total			200 GWh (ca. 205 ab 2012)
Tabelle 9.4: Übersicht der Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien von ewz, Absatzform und Produktion im Jahr 2011 (ewz 2012). Dargestellt sind die Produktion, die lokale Fördermodelle nutzt (keine physische Übernahme durch ewz), und die Produktion von Dritten, die physisch von ewz übernommen wird.			

aus Solarthermieanlagen. Der Ausbau der Biomasseenergie orientiert sich an der «Teilstrategie Biomasse» von ewz. Im Jahr 2020 erhöht sich die Beschaffungsmenge auf total 100 GWh und im Jahr 2050 auf total 125 GWh. Der Ausbau erfolgt sehr moderat, da bei der Stromproduktion aus Biomasse langfristig keine deutlichen Kostensenkungen erwartet werden.

Zubau-Variante starkes Wachstum.

Der Ausbau von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus Windenergie orientiert sich

an der aktuellen Projektliste von ewz, analog zur Variante «Erneuerbar moderat». Zusätzlich werden bis 2025 neue Schweizer Projekte im Umfang von rund 150 GWh, neue ausländische Onshore-Projekte von rund 900 GWh und neue Offshore-Projekte von rund 500 GWh realisiert. Im Jahr 2050 beschafft ewz folglich rund 280 GWh aus Schweizer Windanlagen, rund 1360 GWh aus ausländischen Onshore-Windanlagen und 670 GWh aus ausländischen Offshore-Windanlagen.

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Schweiz orientiert sich am erwarteten Potenzial des Bundesamtes für Energie (BFE 2011a) der Produktion aus PV-Anlagen auf Gebäudedächern von rund 10 TWh bis 2050. Davon soll ewz einen Anteil von 5% haben, also eine Produktion von 500 GWh im Jahr 2050. Für PV-Anlagen im Ausland und Solarthermieanlagen werden Produktionsziele von jeweils 250 GWh im Jahr 2050 festgelegt. Der Ausbau von Anlagen zur Nutzung von Biomasseenergie erfolgt analog zum Ausbaupfad «moderates Wachstum», da keine deutlichen Kostensenkungen erwartet werden, die einen starken Ausbau rechtfertigen würden.

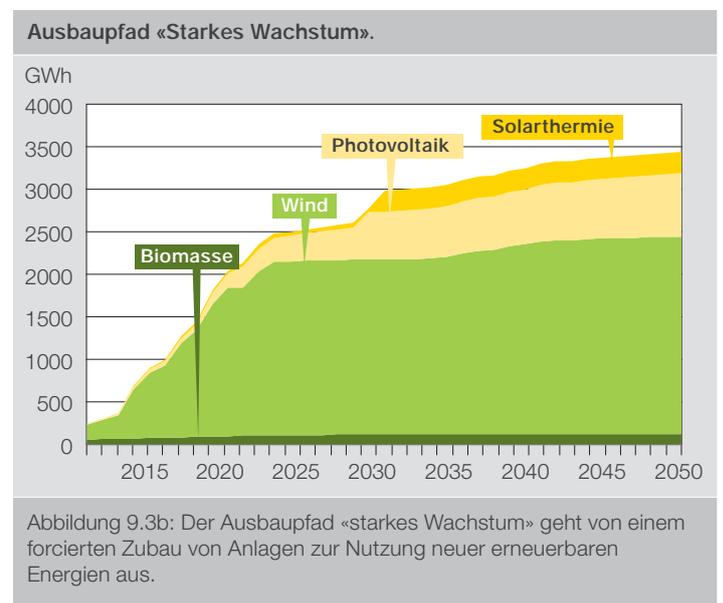
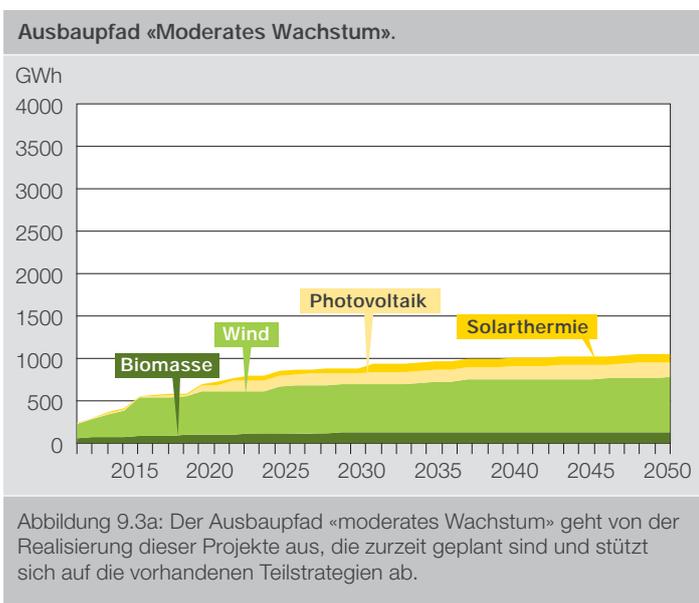
9.3.4. Beteiligung an Gas- und Dampfkraftwerken (GuD)⁵⁵.

GuD-Anlagen eignen sich zum Einsatz im Mittellastbereich und können, mit ent-

Produktion im Jahr 2050 (gerundet).			
Technologie, Standort	Moderates Wachstum	Starkes Wachstum	Bemerkungen
Wind, Schweiz	125 GWh	285 GWh	Projektpipeline, neue Projekte und Re-powering. Möglichst mit Fördersystem
Wind Onshore, Ausland	435 GWh	1365 GWh	
Wind Offshore	90 GWh	670 GWh	
Photovoltaik, Schweiz	75 GWh	500 GWh	Beschaffungsverträge
Photovoltaik, Ausland	100 GWh	250 GWh	Technische- und Marktentwicklung noch unklar. Gewichtung offen. Möglichst mit Fördersystem
Solarthermie	100 GWh	250 GWh	
Biomasse, Schweiz	125 GWh	125 GWh	Beschaffungsverträge
Total, GWh	1050 GWh	3445 GWh	

Tabelle 9.5: Produktion neue Erneuerbare durch ewz im Jahr 2050.

55 Für eine Begründung, wieso fossile GuD-Anlagen in die Produktionsszenarien einfließen, aber keine fossil betriebenen Wärmekraftkopplungsanlagen sei auf die Abschnitte 5.2 und 5.3 verwiesen.



sprechender Ausrüstung, auch für die Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden (BFE 2011b). Diese Anlagen können den starken Ausbau von neuen erneuerbaren Energien, die stochastisch Strom ins Netz einspeisen, ergänzen, indem sie regelbaren und kurzfristig einsetzbaren Strom liefern. Sie können sicherstellen, dass genügend regelbare Kapazität im System bereit steht. Der stufenweise Zubau geht von einer Beteiligung in der Grössenordnung von 180 MW aus. Bei angenommenen 5250 Volllaststunden ergibt dies eine Produktion von maximal 950 GWh jährlich. Es wird angenommen, dass die CO₂-Emissionen vollständig durch ETS⁵⁶-Zertifikate kompensiert werden können.⁵⁷

9.4. Überblick Produktionsszenarien.

Die Entwicklungs- und Zubaupfade der einzelnen Technologien wurden zu vier Produktionsszenarien zusammengefasst. Die Szenarien weisen einen aufbauenden Charakter auf:

■ **Szenario 1 «Zukauf auf dem Markt»:** Ausgangspunkt bildet ein Szenario, bei dem die Wasserkraftanlagen nach Konzessionsende heimfallen und nur ein mo-

56 Europäische Zertifikate, mit denen der grenzüberschreitende Handel von CO₂-Emissionen ermöglicht wird (ETS: Emission Trading System).

57 Dies entspricht der Annahme, dass die Anlagen im Ausland gebaut werden. Im Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (23. Dezember 2011), Art. 22 Abs. 2, wird festgehalten, dass höchstens 50% der CO₂-Emissionen durch Emissionsminderungszertifikate kompensiert werden können.

derates Wachstum der neuen erneuerbaren Energien angenommen wird. Wegen der Verringerung der Produktion wird langfristig ein Zukauf von Energie auf dem Markt erforderlich sein, um den Absatz zu decken.

■ **Szenario 2 «Erfolgreiche Rekonzessionierung»:** In diesem Szenario wird von einer Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen ausgegangen, weiterhin ergänzt durch einen moderaten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien.

■ **Szenario 3 «Starker Ausbau der neuen erneuerbaren Energien»:** Das Szenario geht von der erfolgreichen Rekonzessionierung der Wasserkraft aus. Für die neuen erneuerbaren Energien wird die Variante eines starken Ausbaus angenommen.

■ **Szenario 4 «Starker Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und Beteiligung an GuD»:** Schliesslich unterscheidet sich Szenario vier vom Szenario drei durch die Annahme, dass sich ewz an GuD-Kraftwerken beteiligen wird.

Alle Szenarien gehen von einem Auslaufen der Beteiligungen an Kernkraftwerken bis spätestens 2034 aus. Tabelle 9.6 zeigt die Zusammensetzung der Produktionsszenarien im Überblick.

9.5. Ergebnisse der Produktionsszenarien.

9.5.1. Beurteilungskriterien.

Die Beurteilung der vier Produktionsszenarien erfolgt anhand ausgewählter energiewirtschaftlicher (Produktion und Leistung), ökologischer (Primärenergiefaktor und CO₂-äquivalente Emissionen) und wirtschaftlicher Kriterien. In den folgenden Abschnitten werden die energiewirtschaftlichen und ökologischen Merkmale dargestellt und beurteilt. Die ökonomischen Auswirkungen und die Implikationen der Szenarien für die langfristige Finanzplanung von ewz werden in Kapitel 10 präsentiert.

■ **Produktion inklusive und exklusive geförderten Stroms:** Für jedes Produktionsszenario wird dargestellt, wie sich die Gesamtproduktion (in GWh) im Verlauf der Jahre entwickelt. Zudem wird der Anteil der verschiedenen Technologien an der Gesamtproduktion grafisch dargestellt.

Zubau an Gas- und Dampfkraftwerken.

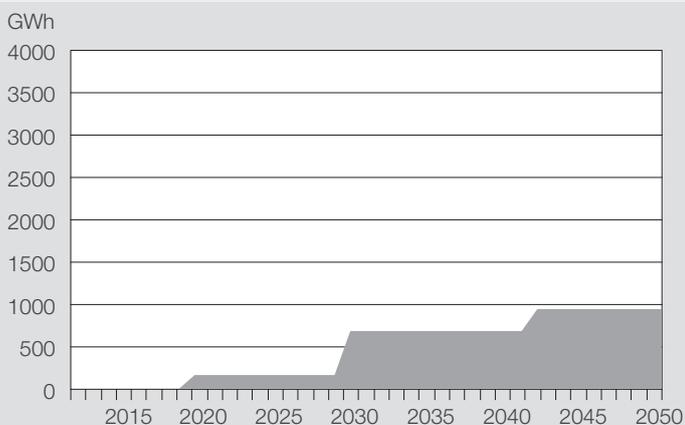


Abbildung 9.4: GuD-Kraftwerke sind flexibel einsetzbar und können kurzfristig die Produktionsschwankungen der stochastisch einspeisenden Erzeugungsanlagen kompensieren. In Kombination mit Wind- und Solarkraftwerken können sie Bandlastkraftwerke ersetzen.

Generell besteht die Annahme, dass in einer ersten Phase die neuen erneuerbaren Energien die nationalen und lokalen Fördermodelle (wie z. B. die schweizerische kostendeckende Einspeisevergütung KEV oder die Einspeisemodelle, die im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG vorgesehen sind) in Anspruch nehmen. Diese Energie steht ewz nicht direkt zur Verfügung. Falls in einem Jahr der durchschnittliche Grosshandelspreis über dem Vergütungssatz des Fördermodells liegt, kann der Strom auf dem freien Markt zum höheren Marktpreis verkauft werden. Aus diesem Grund folgt die Unterscheidung zwischen Produktion inklusive und exklusive der geförderten Energie. Ab ca. 2045 enthält das ewz-Produktionsportfolio keine geförderten Anlagen mehr.

■ **Installierte Leistung inklusive und exklusive geförderten Stroms:** Für die Produktionsszenarien wird die technologie-spezifische Entwicklung der installierten Leistung (in MW) im Verlauf der Jahre dargestellt. Auch bei der Leistung wird unterschieden, ob diese inklusive oder exklusive der Leistung ist, die durch Fördermodelle abgegolten wird.

Produktion in der Schweiz: Ein weiteres Kriterium, um die Szenarien zu beurteilen, ist der Anteil der Energie, der in der Schweiz erzeugt wird.

■ **Anteil Leistung von stochastisch einspeisenden Technologien:** Durch den Wechsel von einer zentralen zu einer vermehrt dezentralen und erneuerbaren Stromerzeugung nimmt der Anteil der Leistung zu, die fluktuierend zur Verfügung

steht. Es wird deswegen dargestellt, wie sich der Anteil der stochastisch zur Verfügung stehenden Leistung in den Produktionsszenarien entwickelt. Die Technologien, die stochastisch zur Verfügung stehen, sind Wind und Photovoltaik. Solarthermiekraftwerke, die in der Regel mit thermischen Speichern ausgestattet sind, weisen eine hohe Planbarkeit aus und werden nicht als stochastisch einspeisende Technologie betrachtet.

■ **Primärenergiefaktor:** Der PEF ist definiert als die Primärenergie, die erforderlich ist, um den Verbraucherinnen und Verbrauchern eine bestimmte Endenergiemenge zuzuführen. Dieser Faktor berücksichtigt die zusätzliche Energie, die notwendig ist, um die Energie zu gewinnen, umzuwandeln, zu raffinieren, zu transportieren und zu verteilen (vgl. Kapitel 6).

■ **CO₂-äquivalente Emissionen:** Der Treibhausgas-Emissionskoeffizient ist die Menge der durch den Verbrauch einer Einheit (z. B. 1 kWh) Strom emittierten Treibhausgase, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten. Dabei werden andere Emissionen als CO₂, die ebenfalls eine Treibhauswirkung haben (wie z. B. Methan, Lachgas und synthetische Gase) in CO₂-Äquivalente umgerechnet. Es gilt die gleiche Systemgrenze wie für die Berechnung des PEF (d. h. inkl. Emissionen bei Gewinnung des Primärenergieträgers, Umwandlung, Transport und Verteilung sowie beim Bau von Anlagen).

■ Der Primärenergiefaktor und die CO₂-äquivalenten Emissionen sind die beiden

Übersicht der Produktionsszenarien.				
Szenarien	Wasserkraft	Neue erneuerbare Energien	Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)	Kernkraftwerke (KKW)
Szenario 1	Keine Rekonzeptionierung	Moderates Wachstum bis 2050: ~1100 GWh	Keine	Laufzeiten: ■ Bugey: 40 Jahre (bis 2018/19) ■ Gösgen: 50 Jahre (bis 2029) ■ Cattenom: 40 Jahre (bis 2030/31) ■ Leibstadt: 50 Jahre (bis 2034)
Szenario 2	Erfolgreiche (frühzeitige) Rekonzeptionierung	■ Solar 275 GWh ■ Wind 690 GWh ■ Biomasse 125 GWh		
Szenario 3		Starkes Wachstum bis 2050: ~3500 GWh	Beteiligung ■ 2020: 30 MW ■ 2030: 100 MW ■ 2042: 50 MW	
Szenario 4		■ Solar 1000 GWh ■ Wind 2370 GWh ■ Biomasse 125 GWh		

Tabelle 9.6: Übersicht der Produktionsszenarien.

Leitkriterien der 2000-Watt-Gesellschaft und stehen deswegen im Vordergrund für die ökologische Beurteilung der Szenarien.

9.5.2. Szenario 1 «Zukauf auf dem Markt».

In Szenario 1 wird von einem Heimfall aller Wasserkraftwerke von ewz bei Auslaufen der bestehenden Konzessionen und von einem moderaten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ausgegangen. Es erfolgen keine Investitionen in GuD-Anlagen, die Beteiligungen an Kernkraftwerken laufen spätestens 2034 aus und werden nicht erneuert.

Produktion und Leistung.

Die Produktion zeigt bis 2030 einen konstanten Verlauf. In dieser Periode fällt das Wachstum der neuen erneuerbaren Energien an, die im Jahr 2030 bereits rund 890 GWh Strom erzeugen. Im Jahr 2029 fällt die Beteiligung am Kernkraftwerk Gösgen aus, was ab 2030 zu einem bedeutenden Rückgang der Produktion führt. Wegen der hohen Volllaststunden, mit denen das Kernkraftwerk betrieben wird, fällt der Wegfall von Gösgen bei der installierten Leistung weniger stark ins Gewicht.

Die Produktion aus Wasserkraft geht ab 2034 zurück wegen des Heimfalls verschiedener Kraftwerke. Besonders der Heimfall der Anlagen im Bergell (2039), im Wägital (2040) und der Kraftwerke Oberhasli und Hinterrhein (2042) macht sich hier bemerkbar. Je nach Absatzentwicklung dürfte ab 2030 die jährliche Produktion den jährlichen Absatz nicht decken und somit eine Beschaffung von Energie auf dem Markt erforderlich sein.⁵⁸

Es wird angenommen, dass in einer ersten Phase die neuen erneuerbaren Energien die Fördermodelle (wie z. B. die schweizerische kostendeckende Einspeisevergütung KEV oder die Einspeisemodelle, die im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG vorgesehen sind) in Anspruch nehmen. Die Abbildungen 9.5a und 9.5b zeigen den Verlauf der Produktion und der Leistung für das Szenario 1. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass bis ca. 2035 ein Teil der Produktion aus neuen erneuerba-

ren Energien lokale Fördermodelle nutzt. Im Vergleich zum Jahr 2012 verringert sich die Produktion bis 2050 um rund 2900 GWh, d. h. um über 60 %. Die installierte Leistung geht in dieser Periode um rund 750 MW zurück (Verringerung um 44 % gegenüber 2012). Zu beachten ist, dass der Rückgang hochwertige regelbare Leistung betrifft, die nur teilweise mit Strom aus neuen erneuerbaren Energiequellen ersetzt werden kann.

Wegen des Auslaufens der Wasserkraftbeteiligungen und der Bezugsrechte aus inländischen Kernkraftwerken (Gösgen und Leibstadt) verringert sich in Szenario 1 der Anteil der Stromproduktion in der Schweiz von 80 % (2012) auf 58 % (2050).

Der Anteil der installierten stochastischen Leistung (Wind und Photovoltaik)⁵⁹ an der Gesamtleistung nimmt auf Grund der Zunahme des Anteils stochastisch einspeisender Technologien von 6 % im Jahr 2012 auf 61 % im Jahr 2050 zu. Insbesondere der Heimfall der Kraftwerke Bergell und der Partnerwerke Oberhasli, Hinterrhein und Wägital verringern ab 2039 den Anteil der nicht stochastisch zur Verfügung stehenden Leistung stark.

Durchschnittliche CO₂-Äquivalente und durchschnittlicher Primärenergiefaktor.

Abbildung 9.7 präsentiert die Entwicklung der durchschnittlichen, mit der Produktionsmenge gewichteten CO₂-äquivalenten Emissionen (in g pro kWh), und des durchschnittlichen Primärenergieeinsatzes (PEF). Der durchschnittliche Primärenergieeinsatz ist abnehmend. Diese deutliche Verringerung des PEF ist hauptsächlich auf den Verzicht auf neue Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken zurückzuführen. Ab dem Jahr 2034 ist der PEF in etwa konstant.

Eine umgekehrte Entwicklung kann bei den CO₂-äquivalenten Emissionen pro produzierter kWh beobachtet werden. Diese steigen von rund 17 auf 44 g/kWh. Grund für diese Entwicklung sind die tiefen CO₂-Emissionen pro kWh von Kernenergie und Wasserkraft. Durch den Rückgang dieser beiden Technologien im Produktionsportfolio und den Zubau an Technologien, die höhere

⁵⁸ Selbstverständlich wird auch vorher Strom auf dem Markt beschafft zur Deckung von kurzfristigen sowie saisonalen short-Positionen sowie zur Optimierung der Produktion.

⁵⁹ Solarthermieanlagen sind mit einem internen Speicher ausgestattet. Dadurch besteht die Möglichkeit ihre Produktion zu «glätten».

spezifische Emissionen aufweisen⁶⁰, erhöhen sich insgesamt die durchschnittlichen CO₂-äquivalenten Emissionen pro produzierter kWh. Zurzeit verursacht der Schweizer Lieferanten-Strommix eine Belastung von 122 g/kWh CO₂-Äquivalente, wobei der grösste Teil der Treibhausgasemissionen aus dem Import von Strom unbekannter Herkunft stammt (Frischknecht, Itten und Flury 2012). Bei einem starken Rückgang der Produktion wie in Szenario 1 muss je nach Absatzentwicklung ein Teil des abge-

setzten Stroms auf dem Markt beschafft werden. Die ökologische Belastung des an Kundinnen und Kunden gelieferten Stroms hängt auch von der Qualität des zugekauften Stroms ab.

9.5.3. Szenario 2 «Frühzeitige Rekonzessionierung».

Das Szenario 2 unterscheidet sich vom ersten Szenario durch die Annahme, dass die Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen erfolgreich durchgeführt werden kann. Es wird von einer Beteiligung der öffentlichen Hand an der Produktion und der installierten Leistung der rekonzeSSIONierten Anlagen ausgegangen. Bei den neuen erneuerbaren Energien gilt moderates Wachstum (analog zu Szenario 1).

60 Die Annahme, dass ein Teil der PV-Module in China mit Einsatz von Strom aus Kohlekraftwerken produziert werden, führt für diese Technologie zu höheren spezifischen Emissionen. Auch Windkraft weist höhere spezifische CO₂-Emissionen als Wasserkraft und Kernenergie aus (vgl. Kapitel 6).

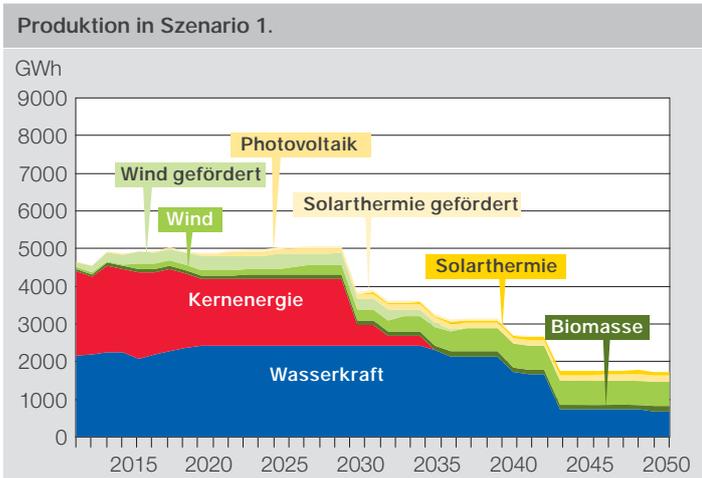


Abbildung 9.5a: Deutlich ersichtlich ist der Rückgang der Produktion ab dem Jahr 2029, wenn die Beteiligung am Kernkraftwerk Gösgen ausläuft, und ab 2042, wenn wichtige Wasserkraftanlagen heimfallen.

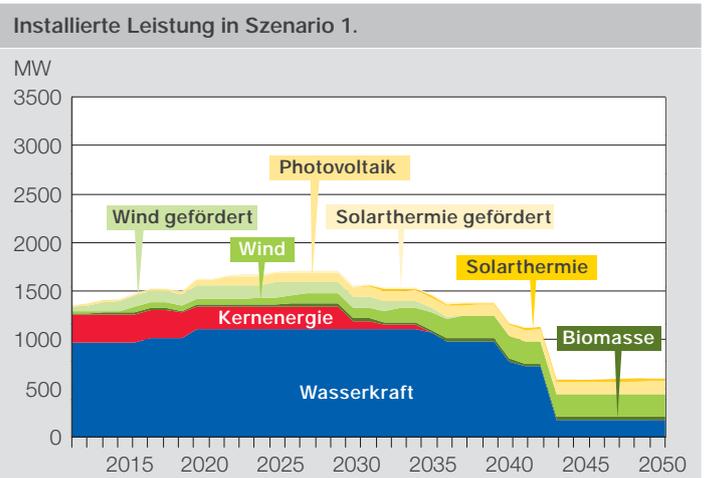


Abbildung 9.5b: Die neuen erneuerbaren Energien nutzen in einer Anfangsphase die nationalen und lokalen Fördermodelle («geförderter» Strom).

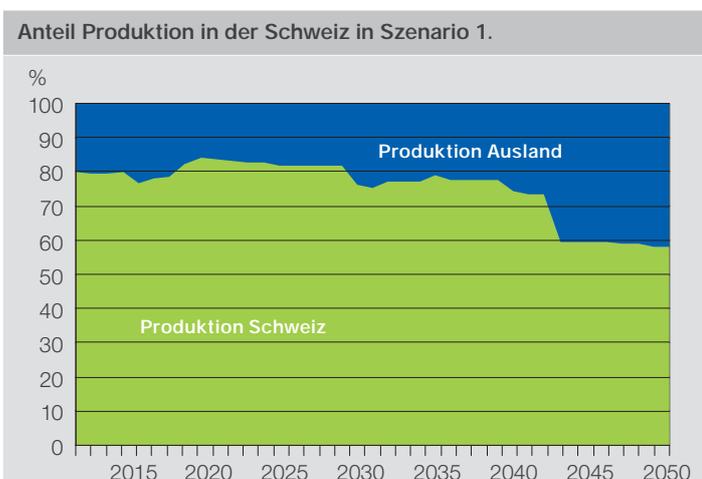


Abbildung 9.6a: Der Anteil der Produktion in der Schweiz verringert sich durch den Wegfall der einheimischen Wasserkraft von rund 80% im Jahr 2012 auf 58% im Jahr 2050.

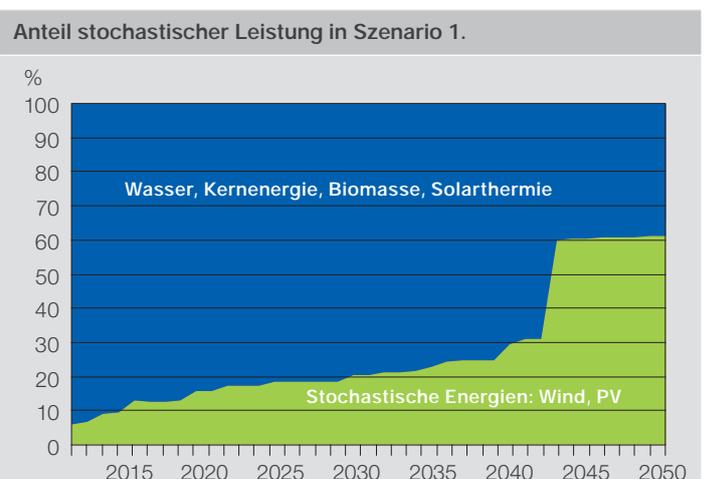


Abbildung 9.6b: Der Anteil an stochastischer Leistung erhöht sich durch den Wegfall der einheimischen Wasserkraft von 6% im Jahr 2012 auf 61% im Jahr 2050.

Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 1.

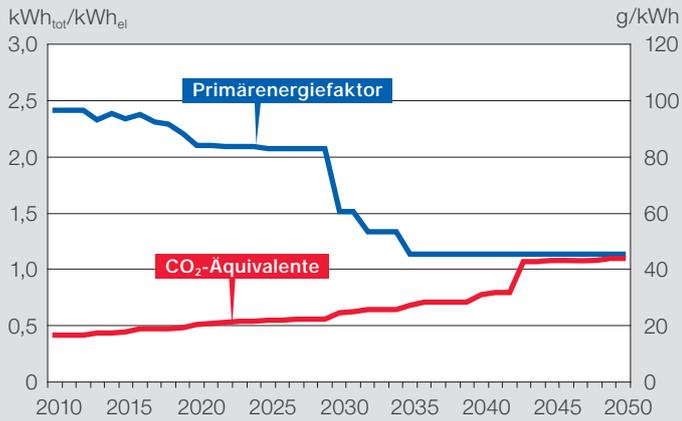


Abbildung 9.7: Der Primärenergiefaktor in Szenario 1 geht auf Grund des Wegfalls der Kernkraftwerke bedeutend zurück. Dafür erhöhen sich die CO₂-äquivalenten Emissionen pro kWh, da Wasserkraft und Kernenergie tiefere Emissionen pro kWh aufweisen als die neuen Erneuerbaren.

Es erfolgen keine Investitionen in GuD-Anlagen und die Bezugsrechte für Strom aus Kernkraftwerken laufen bis spätestens 2034 aus.

Produktion und Leistung.

Wie in Szenario 1 nimmt auch in Szenario 2 die Produktion vor allem durch den Wegfall der Kernenergie ab. Die Produktionsverluste der Wasserkraft, die trotz Re-konzessionierung entstehen, sind auf die verschärften Restwasserbestimmungen und auf Annahmen betreffend Beteiligung von Kanton und Gemeinden an der Produktion dieser Anlagen zurückzuführen.

Im Weiteren wird angenommen, dass in einer ersten Phase die neuen erneuerbaren Energien die Fördermodelle (z. B. EEG) in

Produktion in Szenario 2.

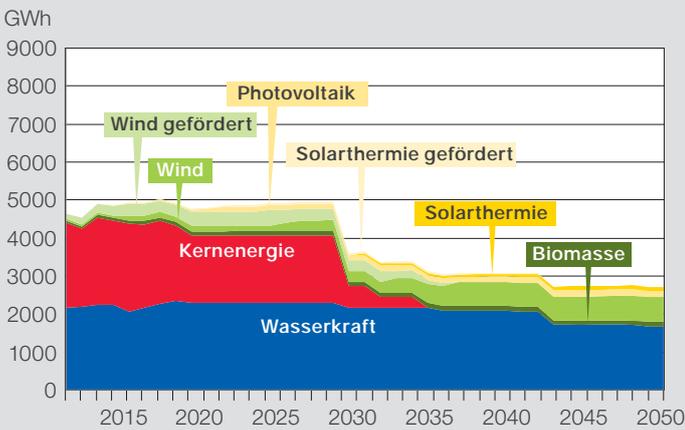


Abbildung 9.8a: Der Wegfall der Produktion aus Kernenergieanlagen führt zu einem deutlichen Produktionsrückgang. Der Rückgang der Wasserkraft ist auf Annahmen zu Gewässerschutzvorschriften und zur Beteiligung der öffentlichen Hand zurückzuführen.

Installierte Leistung in Szenario 2.

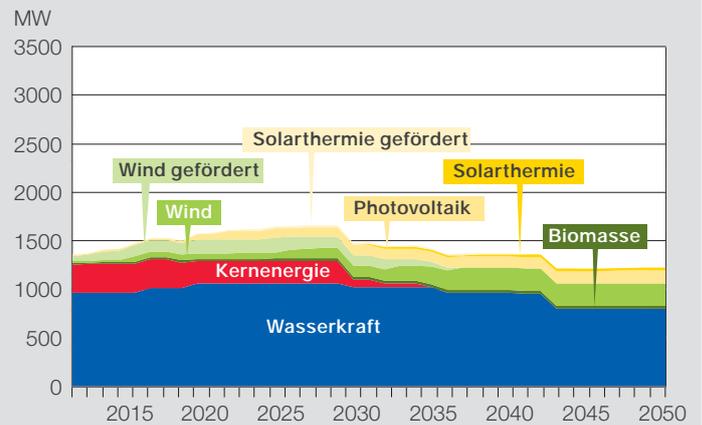


Abbildung 9.8b: Die installierte Leistung reduziert sich 2029 deutlich, wenn die Beteiligung am Kernkraftwerk Gösgen ausläuft. Die neuen erneuerbaren Energien nutzen in einer Anfangsphase die nationalen und lokalen Fördermodelle («geförderter» Strom).

Anteil Produktion in der Schweiz in Szenario 2.

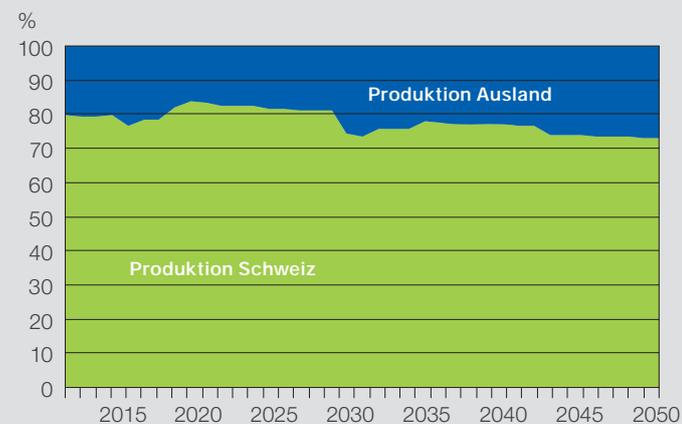


Abbildung 9.9a: Durch die Erneuerung der Konzessionen und den moderaten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien sinkt der Anteil Produktion in der Schweiz nur geringfügig von 80% im Jahr 2012 auf 73% im Jahr 2050.

Anteil stochastischer Leistung in Szenario 2.

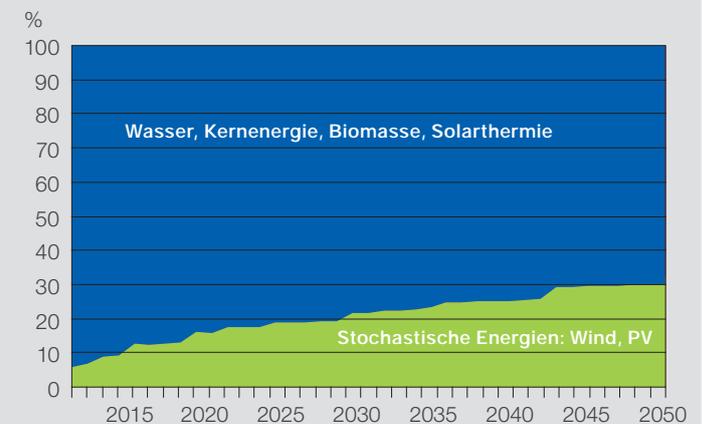


Abbildung 9.9b: Durch den moderaten Zubau an neuen erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil der stochastischen Leistung an der Gesamtleistung 6% im Jahr 2012 auf 30% im Jahr 2050.

Anspruch nehmen. In den Abbildungen zu Produktion und installierten Leistung sind die Mengen, die mit den Fördermodellen abgesetzt werden, separat dargestellt. Die Produktion verringert sich gegenüber 2012 um 38 %, von den aktuellen rund 4650 GWh auf rund 2700 GWh im Jahr 2050. Im Jahr 2050 macht die Wasserkraft einen Anteil von etwas über 60 % aus. Die installierte Leistung verringert sich in diesem Zeitraum von 1355 MW im Jahr 2012 auf 1225 MW im Jahr 2050.

In Szenario 2 sinkt der Anteil der Produktion in der Schweiz wegen des Wegfalls der Kernkraftwerke und des Zubaus von Anlagen neuer erneuerbaren Energien im Ausland leicht, von 80 % im Jahr 2012 auf 73 % im Jahr 2050.

Der Anteil der stochastisch zur Verfügung stehenden Leistung, zusammengesetzt aus Wind und Photovoltaik, nimmt von 6 % im Jahr 2012 auf 30 % im Jahr 2050 zu. Im Vergleich zu Szenario 1 bewirkt die Annahme einer erfolgreichen Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen eine deutliche Verringerung des Anteils stochastisch zur Verfügung stehender Leistung (61 % in Szenario 1).

Durchschnittliche CO₂-Äquivalente und durchschnittlicher Primärenergiefaktor (PEF).

Analog zu Szenario 1 nimmt der durchschnittliche Primärenergieeinsatz bis 2050 deutlich ab. Diese Verringerung ist hauptsächlich auf das Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwer-

ken zurückzuführen. Ab dem Jahr 2034 ist der PEF annähernd konstant. Wegen des höheren Anteils der Produktion aus Wasserkraftanlagen ist die Zunahme der durchschnittlichen CO₂-Äquivalente pro kWh weniger ausgeprägt als in Szenario 1.

9.5.4. Szenario 3 «Starker Ausbau der neuen erneuerbaren Energien».

Das Szenario 3 unterscheidet sich vom zweiten Szenario durch einen forcierten Zubau an Anlagen zur Gewinnung von neuen erneuerbaren Energien (Wind, PV und Solarthermie), der bis zum Jahr 2050 in der Grössenordnung von 3300 GWh liegt (statt 1100 GWh in den Szenarien 1 und 2). Die Annahmen zur Wasserkraft sind analog zu Szenario 2, das heisst, die Anlagen im Bergell und in Mittelbünden sowie die Anlagen der Partnerwerke werden erfolgreich rekonzessioniert mit einer Beteiligung der öffentlichen Hand an der Produktion und der installierten Leistung. Es erfolgen keine Investitionen in GuD-Anlagen, für Kernkraftwerke gelten die gleichen Annahmen wie für alle Szenarien, die Beteiligungen laufen spätestens 2034 aus und werden nicht erneuert. In Szenario 3 nimmt die Produktion durch den Zubau von Anlagen neuer erneuerbaren Energien (Wind, PV und Solarthermie) bis 2030 stark zu. Wie in den Szenarien 1 und 2 nimmt ab diesem Zeitpunkt die Produktion durch den Wegfall der Kernenergie ab, bleibt aber auf einem höheren Niveau als 2012 bestehen. Der Zubau an Windenergie erfolgt hauptsächlich bis zum Jahr 2020, ab 2020 wird in PV- und solarthermische Anlagen investiert. Der schnelle Zubau von Windanlagen erfolgt zur Sicherung der besten Produktionsstandorte.

Mittelfristig ist von einer Verknappung der guten Windstandorte auszugehen, was Investitionen bereits in den kommenden Jahren sinnvoll macht. Zudem werden keine wesentlichen Verringerungen der Produktionskosten erwartet, wodurch eine Verzögerung der Investitionen auf einen späteren Zeitpunkt keine Kostenvorteile bringen würde. Die neu erstellten Anlagen nutzen die lokalen Fördermodelle (separat aufgezeigt in Abbildung 9.11a und 9.11b). Dieser Strom steht ewz nicht direkt zur Verfügung. Die Anlagen können jedoch jederzeit aus einem Fördermodell genommen werden, um den Strom direkt zu nutzen (z. B. Einspeisung in ewz-Bilanzgruppe).

Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 2.

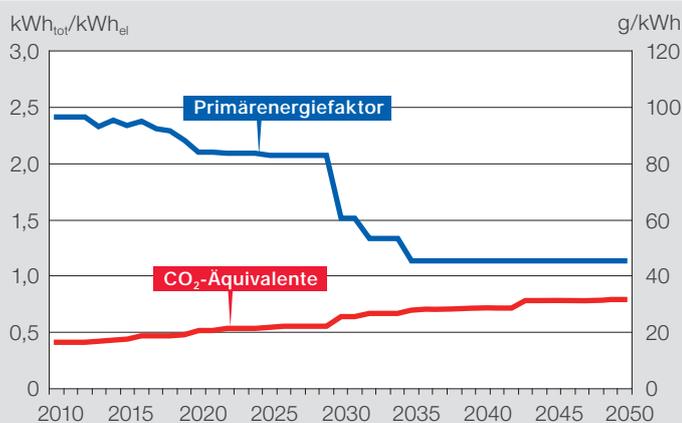


Abbildung 9.10: Der Primärenergiefaktor in Szenario 2 geht auf Grund des Wegfalls der Kernkraftwerke bedeutend zurück. Dafür erhöhen sich die CO₂-äquivalenten Emissionen pro kWh, da Wasserkraft und Kernenergie tiefere Emissionen pro kWh aufweisen als die neuen Erneuerbaren.

Auffallend bei der Entwicklung der installierten Leistung ist der Zuwachs bei den Photovoltaikanlagen. Diese Anlagen weisen ein geringeres Verhältnis von produzierter Energie zur installierten Leistung auf (tiefere Volllaststunden) im Vergleich zu konventionellen Anlagen. Die Entwicklung der installierten Leistung der Wasser- und Kernkraftwerke entspricht jener der Szenarien 1 und 2. In Szenario 3 führen die verstärkten Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland (besonders Wind und PV), verbunden mit dem Wegfall der Kernkraftwerke, zu einer Verringerung des Anteils der Produktion in der Schweiz von 80% im Jahr 2012 auf 50% im Jahr 2050. Der Anteil der installierten stochastischen Leistung, zusammengesetzt aus den Technologien Wind

und Photovoltaik, nimmt von 6% (2012) auf 63% (2050) deutlich zu. Diese Entwicklung ist auf den starken Ausbau dieser beiden Technologien zurückzuführen und den Rückbau der Kernenergie.

Durchschnittliche CO₂-Äquivalente und durchschnittlicher Primärenergiefaktor (PEF).

Der Primärenergiefaktor geht auf Grund des Wegfalls der Kernkraftwerke bedeutend zurück. Der Rückgang wird durch den steigenden Anteil an neuen erneuerbaren Energien verstärkt.

Die CO₂-Äquivalente nehmen zu, da die spezifischen Emissionen der neuen erneuerbaren Energien höher liegen als jene der Wasserkraft und der Kernenergie. Dies

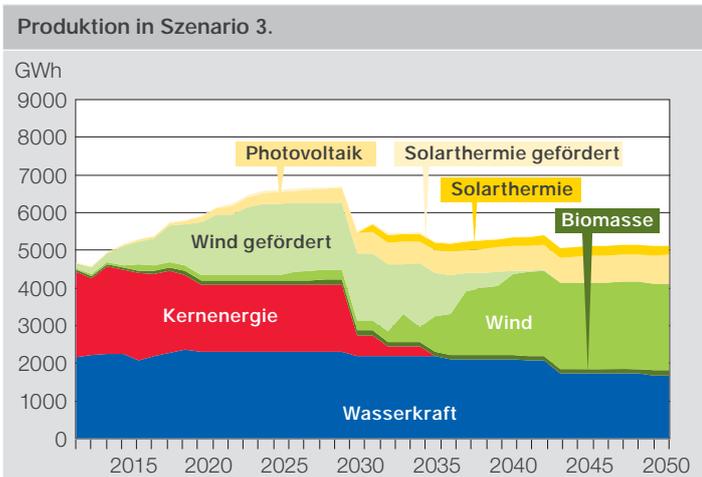


Abbildung 9.11a: Der Rückgang der Produktion wegen dem Auslaufen der Beteiligungen an Kernkraftwerken wird durch den Zubau von Anlagen neuer erneuerbaren Energien mehr als kompensiert.

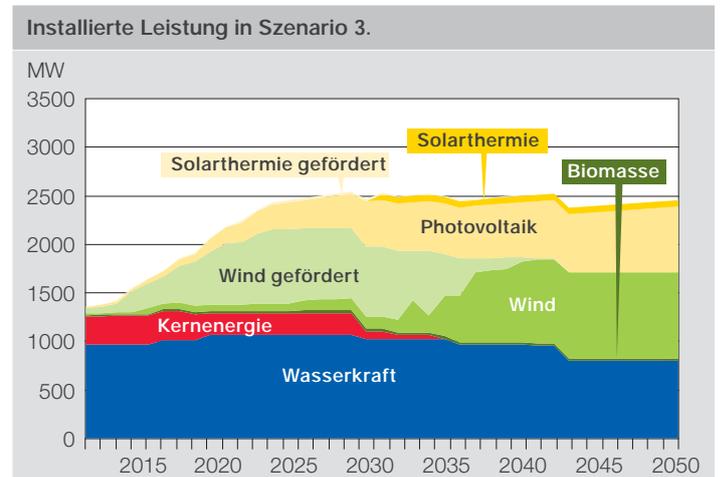


Abbildung 9.11b: Die neuen erneuerbaren Energien nutzen in einer Anfangsphase die nationalen und lokalen Fördermodelle (Wind und Solarthermie).

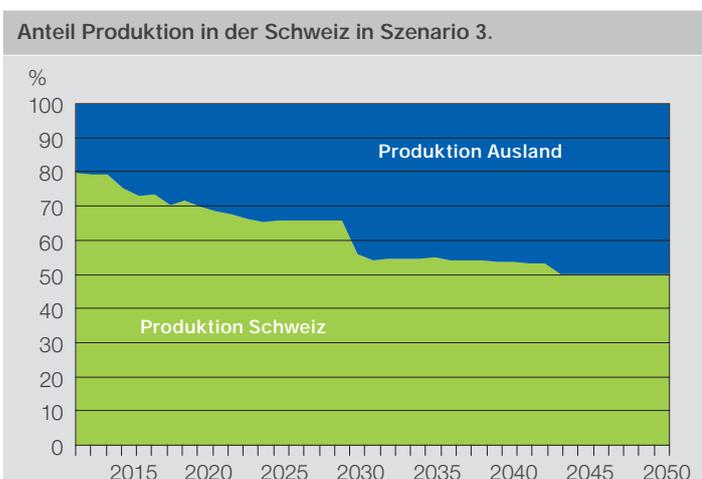


Abbildung 9.12a: Durch die Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland (vor allem Wind und Solarthermie) sinkt der Anteil Produktion in der Schweiz von 80% im Jahr 2012 auf 50% im Jahr 2050.

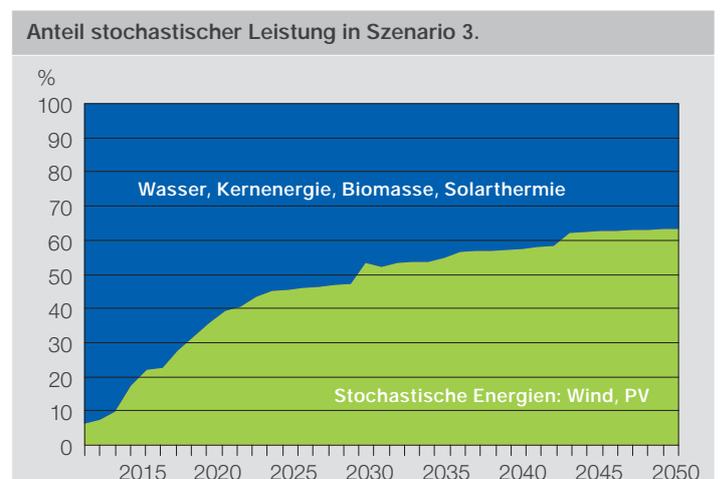


Abbildung 9.12b: Durch die Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland (vor allem Wind) erhöht sich der Anteil stochastischer Leistung sehr stark von 6% im Jahr 2012 auf 63% im Jahr 2050.

trifft insbesondere auf PV-Anlagen zu. Da ein zunehmend grosser Teil der PV-Panels in China hergestellt wird, beeinflusst der hohe Anteil von Kohlestrom im chinesischen Strommix die CO_{2e} -Emissionen zunehmend negativ (vgl. Kapitel 6).

9.5.5. Szenario 4 «Starker Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und Beteiligung an GuD».

Die Grundannahmen betreffend Wasserkraft, Kernenergie und Ausbau der neuen erneuerbaren Energien entsprechen jenen von Szenario 3. Die Anlagen im Bergell und Mittelbünden sowie die Anlagen der Partnerwerke werden erfolgreich rekonstruiert. Bei den neuen erneuerbaren Energien gilt starkes Wachstum. Die KKW-Beteiligungen werden nicht erneuert. In Ergänzung zu Szenario 3 erfolgen Beteiligungen in GuD-Anlagen. Der Zubau von GuD-Anlagen erfolgt ab dem Jahr 2020 (30 MW), wenn die erste KKW-Beteiligung (Bugey) ausläuft. Zudem deuten die Ergebnisse des Fundamentalmodells (siehe Kapitel 3) darauf hin, dass bis zu diesem Zeitpunkt die Kapazitäten auf dem europäischen Markt keinen Zubau erfordern. Der zweite Zubau erfolgt 2030 (100 MW) zum Zeitpunkt des Auslaufens der Beteiligung an Gösigen und der dritte 2042 (50 MW). Das Modell geht von einer vollständigen Kompensation der CO_2 -Emissionen

mit ETS-Zertifikaten aus.⁶¹ Deswegen entspricht dies umsetzungstechnisch eher einer Beteiligung im Ausland. Die Simulation einer Beteiligung in der Schweiz könnte mit höheren CO_2 -Preisen berechnet werden. Wie in Szenario 3 nimmt die Produktion durch den starken Zubau neuer erneuerbaren Energien (insbesondere Wind) bis 2029 stark zu, dann durch den Wegfall der Beteiligung am Kernkraftwerk Gösigen kurzzeitig ab und stabilisiert sich wieder ab 2030. Die Produktion bleibt aber immer auf einem deutlich höheren Niveau als 2012 bestehen, wozu auch der Zubau von GuD-Anlagen beisteuert. Die Produktionsverluste der Wasserkraft entstehen wegen Restwasserbestimmungen und Annahmen betreffend Beteiligung von Kanton und Gemeinden an den Anlagen.

Im Weiteren wird angenommen, dass in einer ersten Phase die neuen erneuerbaren Energien die Fördermodelle (z. B. EEG) in Anspruch nehmen. In den Abbildungen zu Produktion und installierter Leistung sind die Mengen, die mit den Fördermodellen abgesetzt werden, separat dargestellt.

Die Entwicklung der installierten Leistung entspricht in etwa dem Verlauf der Produktion. Auffallend ist der Zuwachs an installierter Leistung von Photovoltaikanlagen. Diese Anlagen weisen ein geringeres Verhältnis von produzierter Energie zu installierter Leistung (d. h. tiefere Volllaststunden) auf als die konventionellen Anlagen. Zu beachten ist, dass im Modell die GuD-Anlagen mit relativ hohen Volllaststunden (5250)⁶² betrieben werden. Gemäss den Ergebnissen aus dem enervis-Fundamentalmodell⁶³ werden langfristig GuD-Anlagen im Mittellastbereich eingesetzt und nicht nur zur Deckung der Spitzenlast. In Szenario 4 verringert sich der Anteil der Produktion in der Schweiz von 80 % im

61 Gemäss schweizerischem CO_2 -Gesetz (Art. 19, Abs. 1) ist der Betreiber von fossilthermischen Kraftwerken (in der Schweiz) verpflichtet, die verursachten CO_2 -Emissionen vollumfänglich zu kompensieren, wobei im Art. 22 Abs. 2 festgehalten wird, dass höchstens 50 % der CO_2 -Emissionen durch Emissionsminderungszertifikate kompensiert werden können. Die angenommene Entwicklung der Zertifikatspreise entspricht den Inputparametern des Fundamentalmodells.

62 Die Volllaststunden sind aus den Ergebnissen für die Schweiz des enervis-Fundamentalmodells übernommen worden.

63 Vgl. Kapitel 3.

Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 3.

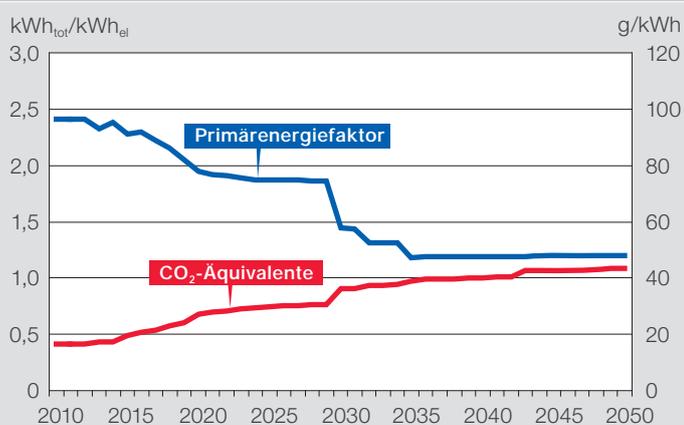


Abbildung 9.13: Der Primärenergiefaktor in Szenario 3 geht auf Grund des Wegfalls der Kernkraftwerke bedeutend zurück. Dafür erhöhen sich die CO_2 -äquivalenten Emissionen pro kWh, da Wasserkraft und Kernenergie tiefere Emissionen pro kWh aufweisen als die neuen Erneuerbaren.

Jahr 2012 auf 43% im Jahr 2050. Dies wegen des Wegfalls der Kernkraftwerke sowie den grossen Investitionen in neue erneuerbare Energien im Ausland (besonders Wind und PV). Der Effekt wird durch Investitionen in GuD-Anlagen im Ausland verstärkt.

Der Anteil der installierten stochastischen Leistung, zusammengesetzt aus Wind und Photovoltaik, nimmt von 6% im Jahr 2012 auf 59% im Jahr 2050 zu. Verantwortlich dafür sind auch hier der Wegfall von KKW sowie die starke Erhöhung des Anteils schlecht regelbarer Technologien wie Wind und PV.

Durchschnittliche CO₂-Äquivalente und durchschnittlicher Primärenergiefaktor (PEF).

Der Primärenergiefaktor geht in Szenario 4 auf Grund des Zubaus von GuD-Kraftwerken weniger stark zurück als in den anderen Szenarien. Auf Grund der hohen CO₂-Emissionen von GuD-Anlagen erhöhen sich in Szenario 4 die CO₂-äquivalenten Emissionen deutlich. Diese Belastung entspricht in etwa den aktuellen CO₂-äquivalenten Emissionen des Schweizer Lieferanten-Strommixes (Frischknecht, Itten und Flury 2012). Um Transparenz beim Zustandekommen der ökologischen Lasten zu gewährleisten, werden die CO₂-Emissionen trotz Kompensation bei der ökologischen Wirkung ausgewiesen. Dies

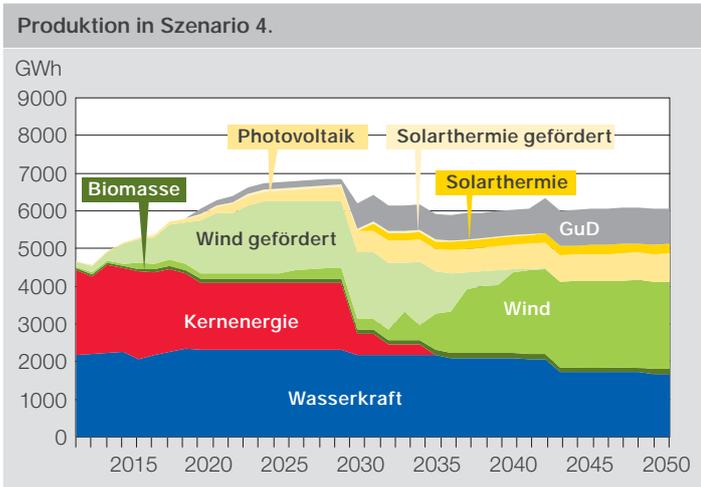


Abbildung 9.14a: Ein Rückgang der Produktion findet beim Wegfall des KKW Gösgen (2029) statt. Die Produktion stabilisiert sich durch den starken Zubau an Anlagen für neue erneuerbare Energien sowie GuD auf einem deutlich höheren Niveau als heute.

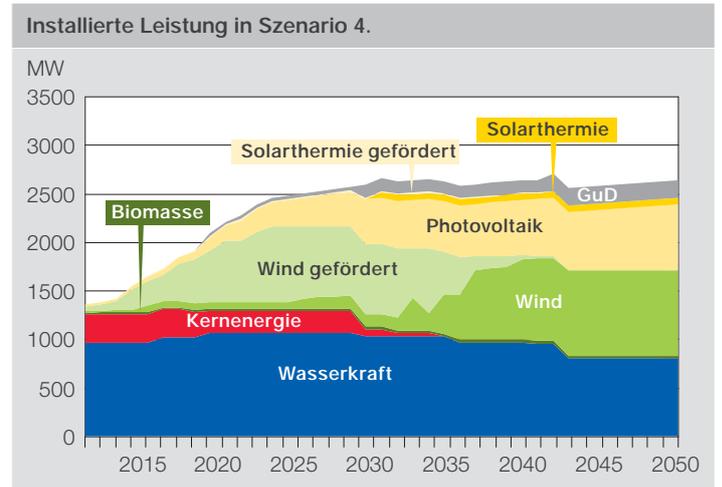


Abbildung 9.14b: Die Investitionen in Anlagen zur Nutzung neuer erneuerbarer Energien führen zu einer deutlichen Erhöhung der Leistung. Die neuen erneuerbaren Energien nutzen in einer Anfangsphase die nationalen und lokalen Fördermodelle (Wind und Solarthermie).

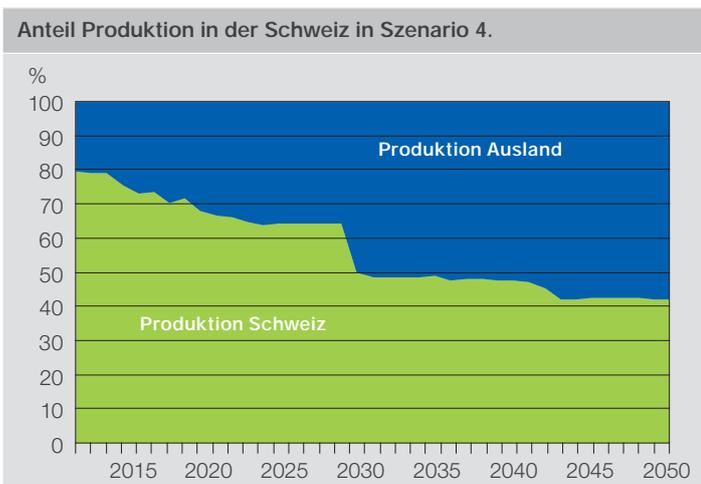


Abbildung 9.15a: Unter der Annahme von Beteiligungen an ausländischen GuD-Anlagen sinkt der Anteil der Produktion in der Schweiz stärker als in Szenario 3 von 80% im Jahr 2012 auf 43% im Jahr 2050.

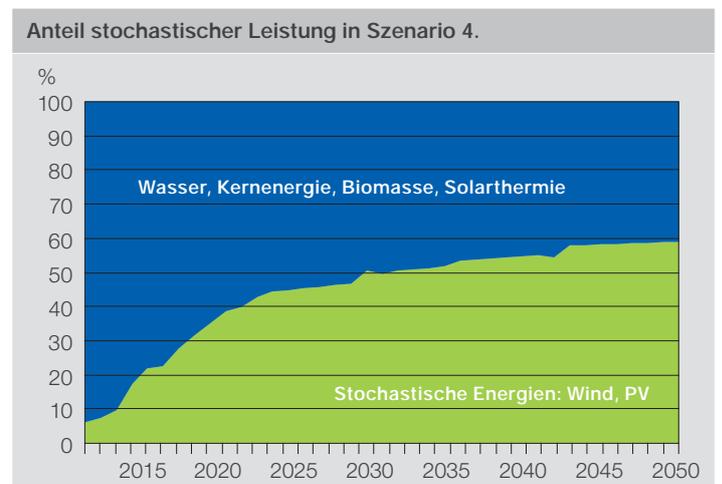


Abbildung 9.15b: Im Vergleich zu Szenario 3 bewirkt die Beteiligung an GuD-Anlagen eine leichte Verringerung des Anteils an stochastischer Leistung. Dieser Anteil erhöht sich von 6% im Jahr 2012 auf 59% im Jahr 2050.

entspricht der Regelung der internationalen Forscher- und Anwendergemeinschaft der CO₂-Fussabdruckbilanzen. Diese gehen davon aus, dass CO₂-Zertifikate und CO₂-Kompensationen nicht mit der CO₂-Fussabdruckrechnung verrechnet werden dürfen (eine unzulässige Saldobilanz). CO₂-Zertifikate und CO₂-Kompensationen gelten als Verbesserungsmassnahmen und sind deshalb getrennt auszuweisen (Bürki 2012).

9.6. Vergleich der Ergebnisse der vier Hauptszenarien.

Vergleich Produktion und Leistung.

Die erste Grafik zeigt die gesamte produzierte Energie der ewz-Anlagen (inkl. der geförderten Anteile der Produktionsszenarien). In der zweiten Grafik ist die Produktion abzüglich der Energie dargestellt, welche Fördermodelle nutzt (die geförderte Produktion). Die geförderte Energie steht ewz nicht direkt zur Verfügung. Die Anlagen können jedoch jederzeit aus einem Fördermodell genommen werden, um den Strom direkt zu nutzen (z. B. Einspeisung in ewz-Bilanzgruppe).

Der grosse Unterschied hängt davon ab, ob die neuen erneuerbaren Energien moderat oder stark ausgebaut werden. Deshalb unterscheiden sich die Produktion in Szenarien 1 und 2 gegenüber Szenarien 3 und 4 so deutlich:

- **Moderater Zubau:** Szenario 1 weist vorübergehend eine grössere Produktion als Szenario 2 auf, da keine Beteiligung

der öffentlichen Hand an der Wasserkraft erfolgt. Nach Ablauf der Konzessionen (Heimfall der Anlagen zwischen 2035 und 2048) nimmt die Produktion in Szenario 1 deutlich ab.

- **Starker Zubau:** Die Produktion des Szenario 4 wird durch die Beteiligungen an GuD-Anlagen (2020, 2030 und 2042) stufenweise erhöht.

Alle Szenarien gehen von einem stufenweisen Auslaufen der Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken aus. Insbesondere der Wegfall der Stromproduktion aus Gösgen im Jahr 2029 ist in den Abbildungen sichtbar.

Die produzierte Energie aus Solarthermie nutzt bis 2042/2043 nationale Fördermodelle. Auch sämtliche Arten von Windenergie (Produktion in der Schweiz, im Ausland on- sowie offshore) beanspruchen zu einem grossen Teil Fördermodelle. In den Szenarien 1 und 2 ab 2037 und in den Szenarien 3 und 4 ab 2043 steht die Windproduktion ewz vollumfänglich zur Verfügung. Somit sind ab 2043 die Kurven aller vier Szenarien der zwei Grafiken zur Produktion in Abbildungen 9.17a und 9.17b identisch.⁶⁴

Der stärkere Ausbau der neuen erneuerbaren Energien in den Szenarien 3 und 4 führt zu einem deutlicheren Unterschied zwischen der Gesamtproduktion in- und exklusive geförderter Energie. Zu beachten ist, dass die Produktion aus Photovoltaikanlagen in der Schweiz und Biomasseanlagen keine Fördermodelle nutzt. Die Beschaffung erfolgt durch langfristige Bezugsverträge (vgl. Kapitel 5). Bei einer allfälligen Aufhebung der heutigen Begrenzung der Fördermittel (sogenannte Deckelung) oder bei einer deutlichen Verringerung der Warteliste (PV) könnte die Nutzung von Fördermodellen im Inland in Zukunft geprüft werden.

Abbildung 9.18a zeigt die gesamte installierte Leistung der ewz-Anlagen (inkl. der Leistung der Anlagen, die Fördermodelle nutzen), Abbildung 9.18b bildet dagegen nur die Leistung ab, die ewz tatsächlich

⁶⁴ Es wird angenommen, dass Anlagen, die bis zum Jahr 2025 zugebaut werden, Fördermodelle bis zu einer maximalen Dauer von 20 Jahren nutzen können. Sobald die Produktionskosten der neuen erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig sind, d. h. bei oder unter den Grosshandelspreisen liegen, werden keine Fördermodelle mehr genutzt.

Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 4.

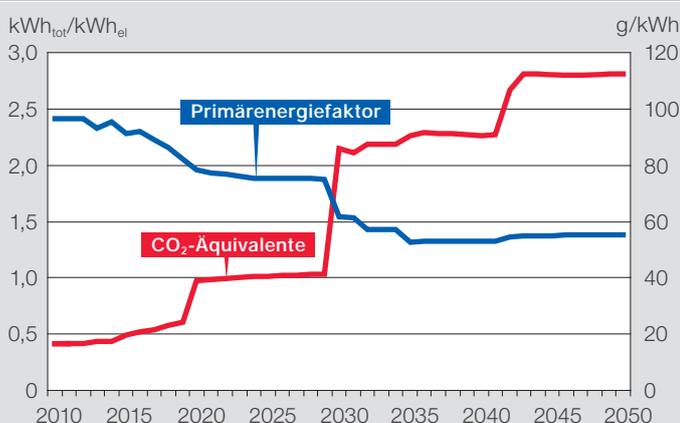


Abbildung 9.16: Der Primärenergiefaktor in Szenario 4 geht auf Grund des Wegfalls der Kernkraftwerke bedeutend zurück. Wegen der Beteiligung an GuD-Anlagen erhöhen sich die CO₂-äquivalenten Emissionen pro kWh deutlich.

zur Verfügung steht (totale installierte Leistung abzüglich jener Leistung, die Fördermodelle nutzt). In Abbildung 9.18a wird der in den Szenarien 3 und 4 zu Grunde gelegte grosse Anstieg der installierten Leistung bei den neuen erneuerbaren Energien bis rund 2025 ersichtlich. Es wird ein Leistungszuwachs von über 1000 MW angestrebt (von 2012 bis 2025). Ein grosser Teil davon wird mit Windanlagen im Ausland (rund 720 MW) und mit Photovoltaikanlagen in der Schweiz (rund 210 MW) erzielt.

Deutliche Unterschiede sind zu erkennen zwischen der installierten Leistung inklusive oder exklusive der Anlagen, die Fördermodelle nutzen. Dieser Unterschied verschwindet nach dem erwarteten Ablauf

der Fördermodelle, d. h. ab ca. 2045. Zu beachten ist schliesslich die deutliche Verringerung der Leistung in Szenario 1, die durch den Wegfall der Konzessionen der Partnerwerke im Jahr 2042 verursacht wird. In Zusammenhang mit einem starken Anstieg der Kapazität von stochastisch einspeisenden neuen erneuerbaren Energien nimmt die Frage nach der regelbaren Leistung und der sogenannten Kompensationskapazität an Bedeutung zu.⁶⁵ Die Kompensationsleistung kann dafür eingesetzt werden, eigene Produktionsschwankungen auszugleichen sowie am Markt Systemdienstleistungen anzu-

⁶⁵ Die Auswirkungen eines Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien auf Speicherkapazitäten und Netze werden in den Kapiteln 7 und 8 präsentiert.

Vergleich der Gesamtproduktion inklusive geförderten Stroms.

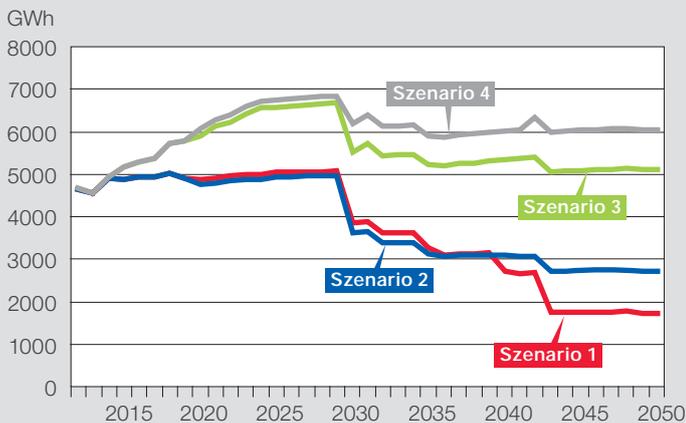


Abbildung 9.17a: Die Produktionsszenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Annahmen zur Rekonzessionierung der Wasserkraft, dem Zubau an neuen erneuerbaren Energien (moderater oder forcierter Ausbau) und der Beteiligung an GuD-Anlagen.

Vergleich der Gesamtproduktion exklusive geförderten Stroms.

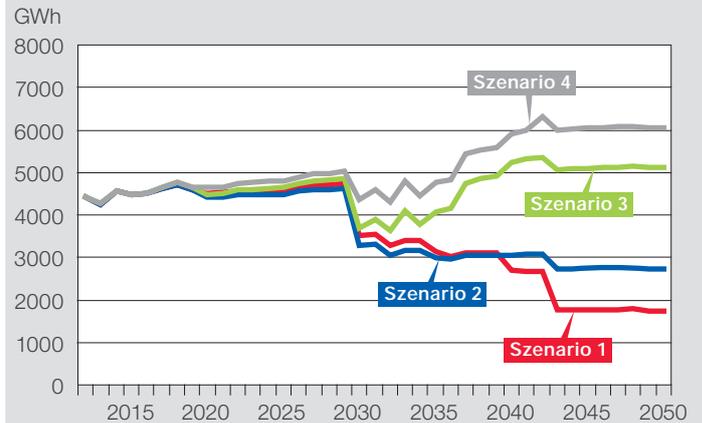


Abbildung 9.17b: Ohne Rekonzessionierung fällt die Produktion auf ein sehr tiefes Niveau (Szenario 1). Ein forcierter Zubau an neuen erneuerbaren Energien (Szenarien 3 und 4) kompensiert den Wegfall der Kernenergie und die Produktionsverringering bei der Wasserkraft.

Vergleich der Gesamtleistung inklusive geförderten Stroms.

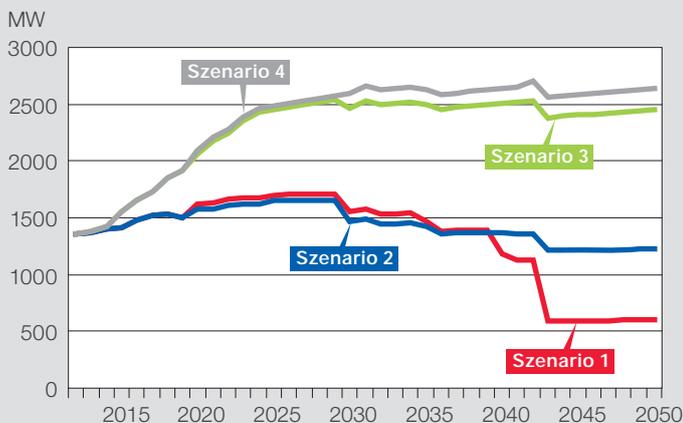


Abbildung 9.18a: Die Leistung unterscheidet sich deutlich zwischen den Szenarien mit moderatem und den Szenarien mit starkem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien.

Vergleich der Gesamtleistung exklusive geförderten Stroms.

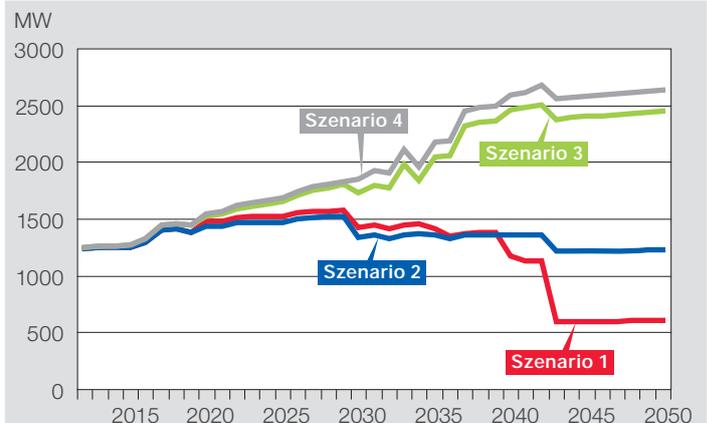


Abbildung 9.18b: Der Zubau neuer erneuerbaren Energien erfolgt in einer Anfangsphase mit Nutzung der nationalen und lokalen Fördermodelle. Dadurch steht diese Leistung ewz nicht zur Verfügung. Ab ca. 2045 enthält das Produktionsportfolio keine geförderten Anlagen mehr.

bieten. den Wegfall der Wasserkraft und der Kernenergie ist die installierte Leistung, die einerseits für Bandenergieproduktion (Kernenergie), andererseits zur Deckung von Spitzenlasten (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) eingesetzt werden kann, in Szenario 1 am tiefsten. In absoluten Zahlen weisen die Szenarien 1 und 2 sowie die Szenarien 3 und 4 die jeweils gleiche Leistung von stochastisch einspeisenden Energien auf, da von den gleichen Annahmen hinsichtlich der Entwicklung von Wind- und Solarenergie ausgegangen wird. Wenn der prozentuale Anteil der stochastischen Produktion betrachtet wird, weist Szenario 2 wegen des moderaten Wachstums bei den neuen erneuerbaren Energien, kombiniert mit ei-

ner erfolgreichen Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen, einen deutlich höheren Anteil an regelbarer Leistung aus als die übrigen Szenarien (d. h. der regelbare Teil der Leistung ist in diesem Szenario vergleichsweise hoch). Weiter werden die Szenarien anhand des Anteils der in der Schweiz erzeugten Energie beurteilt. Aus Abbildungen 9.20a und 9.20b ist ersichtlich, dass absolut betrachtet mit den Szenarien 3 und 4 die höchsten inländischen Produktionswerte erzielt werden. Wegen der Annahme, die Beteiligung an Gas- und Dampfkraftwerke erfolge im Ausland, weisen diese beiden Szenarien die gleiche Inlandproduktion auf. Die geringste inländische Produktion wird von Szenario 1 erreicht.

Stochastische Leistung.

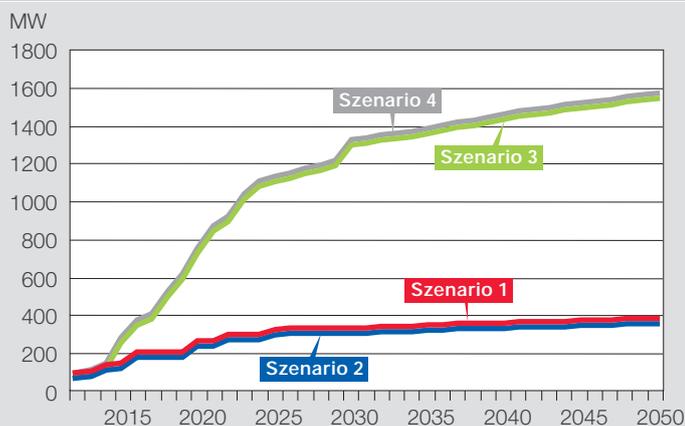


Abbildung 9.19a: Der Anteil stochastischer Leistung (Wind und PV) ist in den Szenarien mit einem starken Zubau neuer erneuerbaren Energien sehr hoch (Szenario 3 und 4).

Stochastische Leistung prozentual.

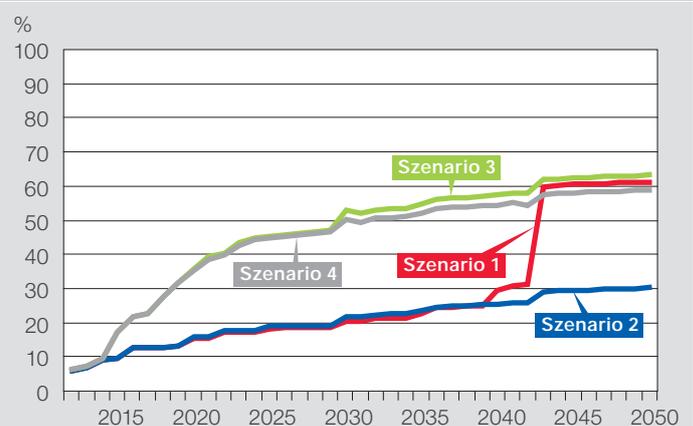


Abbildung 9.19b: Langfristig weisen die Szenarien 1, 3 und 4 einen vergleichbaren Anteil an stochastischer Leistung auf. Einzig Szenario 2, mit der Rekonzessionierung der Wasserkraft und einem moderaten Zubau neuer erneuerbaren Energien, bildet die Ausnahme.

Vergleich der absoluten Produktion in der Schweiz.

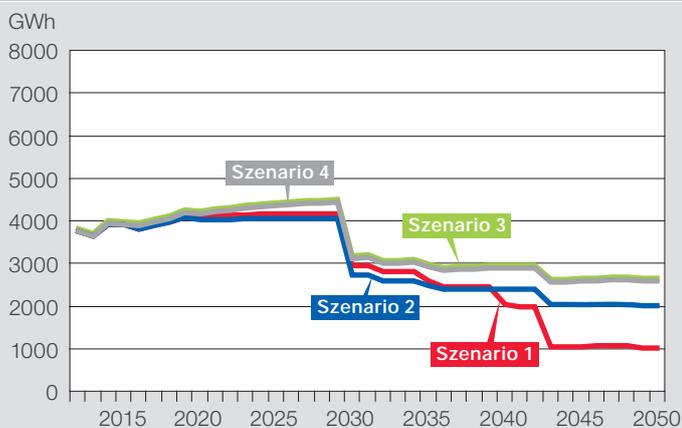


Abbildung 9.20a: Die inländische Produktion nimmt in allen Szenarien ab. Wegen des Wegfallens der Wasserkraftkonzessionen weist Szenario 1 langfristig den tiefsten Wert auf.

Vergleich der prozentualen Produktion in der Schweiz.

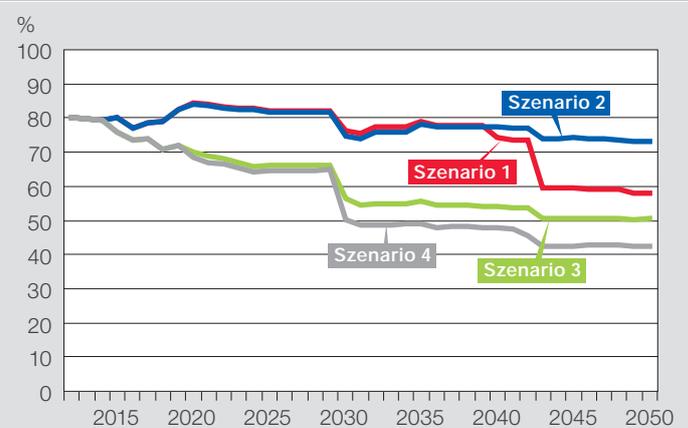


Abbildung 9.20b: Die Szenarien mit einem starken Ausbau der neuen Erneuerbaren (Szenarien 3 und 4) weisen einen tiefen Anteil inländischer Produktion aus. In absoluten Werten ist die inländische Produktion dieser Szenarien dagegen höher als in den Szenarien 1 und 2.

Wird der prozentuale Anteil inländischer Produktion betrachtet, so ist ersichtlich, dass die beiden Szenarien mit hoher Produktion aus neuen erneuerbaren Energien im Ausland (Szenario 3 und 4) den tiefsten Anteil aufweisen.

Ökologischer Vergleich der Szenarien (CO₂ und PEF).

Der Primärenergiefaktor (PEF) weist für Wasserkraft und die neuen erneuerbaren Energien nur geringe Unterschiede auf. Eine Ausnahme bilden die PV-Anlagen, die wegen der energieintensiveren Produktion der Module und den tieferen Volllaststunden einen etwas höheren PEF aufweisen (vgl. Kapitel 6). Die Höhe des durchschnittlichen PEF wird massgeblich durch die Kernenergie bestimmt, die auf Grund des relativ geringen Wirkungsgrades einen hohen Faktor aufweist. Durch den Wegfall der Kernenergieanlagen und den Zubau neuer erneuerbaren Energien sinken die PEF aller Szenarien. Ein stärkerer Zubau neuer erneuerbaren Energien (Szenarien 3 und 4) führt zu einer schnelleren Abnahme (Abbildung 9.21). Langfristig, d. h. nach Ende der Laufzeiten der Kernenergieanlagen, weisen diese Szenarien jedoch höhere PEF-Werte auf als die Szenarien mit einem geringen Zubau neuer erneuerbaren Energien (Szenarien 1 und 2). Der Grund dafür liegt einerseits am stärkerem Zubau von PV-Anlagen in den Szenarien 3 und 4, die tendenziell höhere Werte aufweisen als die anderen neuen erneuerbaren Energien und andererseits an der Beteiligung an GuD-Anlagen (Szenario 4).

Szenarien 1 und 2 haben in den ersten Jahren bis 2030 höhere PEF durch den höheren Anteil der Kernenergie an der Gesamtproduktion. Da die Produktion in diesen Jahren für beide Szenarien gleich ist (noch kein Verfall der Wasserkraft-Konzessionen), weisen auch die PEF den gleichen Verlauf auf.

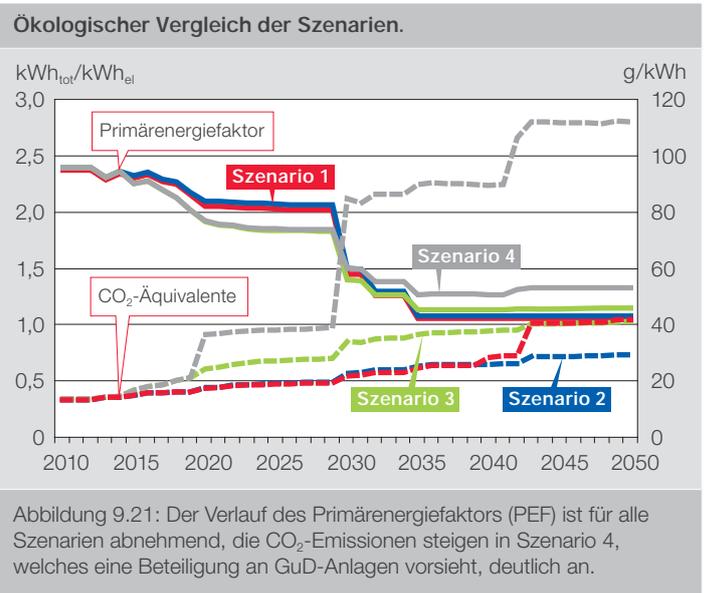
Für Szenarien 3 und 4 führt der starke Ausbau der neuen erneuerbaren Energien zu tieferen PEF bis 2030.

Mit dem Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken nach 2030 nähern sich die PEF für alle Szenarien an. Der steigende Anteil der Stromproduktion aus GuD-Anlagen an der Gesamtproduktion von Szenario 4 in den folgenden Jahren führt zu höheren PEF im

Vergleich zu den übrigen Szenarien.

In allen Szenarien resultieren steigende Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente). Durch den Wegfall der Wasserkraft in Szenario 1 setzt sich die Stromproduktion nur aus Kernenergie und neuen erneuerbaren Energien zusammen. Da diese höhere CO₂-Emissionen pro produzierter kWh aufweisen, resultieren höhere spezifische CO₂-Emissionen für das Szenario 1 (im Vergleich zu Szenario 2). Die Stromproduktion von Szenario 3 setzt sich aus derjenigen von Szenario 2 und einem stärkeren Ausbau der neuen erneuerbaren Energien zusammen. Dies führt zu entsprechend höheren CO₂-Emissionen pro kWh. Insbesondere die Annahmen hinsichtlich der Produktion von PV-Modulen in China (Einsatz von Strom aus Kohlekraftwerken) sind für dieses Ergebnis ausschlaggebend. Die CO₂-Emissionen pro kWh sind in Szenario 4, bedingt durch den Zubau von GuD-Kraftwerken, mit Abstand am höchsten. Zur Erinnerung sei nochmals erwähnt, dass der Schweizer Lieferanten-Strommix zurzeit eine Belastung von 122 g CO_{2e} verursacht (vgl. Kapitel 9.5.2).

Je nach Annahme zur Absatzentwicklung muss ein Teil des verkauften Stroms auf dem Markt beschafft werden. Die ökologische Belastung des Gesamtabsatzes hängt in diesem Fall auch von der Qualität des zugekauften Stroms ab.



9.7. Interpretation und Beurteilung der Ergebnisse.

Die Produktionsszenarien unterscheiden sich deutlich hinsichtlich Stromproduktion und installierter Leistung. Ohne eine erfolgreiche Erneuerung der bestehenden Konzessionen und bei einem nur moderaten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien wird ewz (netto) in Zukunft vermehrt auf dem Grosshandelsmarkt Strom beziehen müssen, um seinen Absatz zu decken (Szenario 1). Das Unternehmen ist dadurch stärker den Gegebenheiten auf dem Strommarkt ausgesetzt, kann dafür aber Investitionsrisiken vermeiden.

Mit der Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen kann ein wichtiger Teil der heutigen Produktion und installierter Leistung auch für die Zukunft gesichert werden. Die Möglichkeit der Rekonzessionierung ist deshalb mit hoher Priorität weiterzuverfolgen. Mit dem Verzicht auf neue Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken und dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ist entscheidend, Technologien im Produktionsportfolio zu haben, die einerseits einen Teil der Bandlast abdecken (Laufkraftwerke) und andererseits wertvolle regelbare (Spitzen-) Energie bereitstellen können (Speicher und Pumpspeicher). Diese Speicherpotenziale können in Zukunft marktbasierend eingesetzt werden (z. B. auf dem Regelenergiemarkt oder zur Preisarbitrage auf den Spotmärkten). In Zusammenhang mit der Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen wird die Frage nach der Höhe der Heimfallverzichtsschädigung, die ewz zu zahlen bereit ist, massgebend sein. Die Produktionsszenarien gehen von einem Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken bis spätestens 2034 aus. Die Definition der Laufzeiten der Kernkraftwerke hängt nicht nur von sicherheitstechnischen, sondern auch von politischen Überlegungen ab. Die Szenarien zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien sehen die Nutzung von lokalen Fördermodellen vor. Dadurch steht die Produktion aus erneuerbaren Energien in einer ersten Phase ewz nicht direkt zur Verfügung. Sobald die neuen Technologien gegenüber dem Grosshandelsmarktpreis wettbewerbsfähig sind, werden sie von ewz übernommen. Bei den Zubauten im Ausland und Inland wird

davon ausgegangen, dass die Netze in der Lage sind, den Strom zu übertragen und zu verteilen.

Die Szenarien, die einen forcierten Zubau neuer erneuerbaren Energien vorsehen (Szenarien 3 und 4), gehen von einem möglichst schnellen Zubau von Windenergieanlagen aus, um die besten Produktionsstandorte zu sichern. Hierzu sind die Annahmen hinsichtlich des Repowering (Erneuerung) der Anlagen wichtig, mit denen auch langfristig die Standorte und Leistungserhöhungen gesichert werden. Die Auslandsabhängigkeit nimmt in allen Szenarien zu.

Durch den starken Ausbau neuer erneuerbaren Energien in der Schweiz kann die Verringerung der absoluten Produktion, die wegen des Verzicht auf neue Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken und der Verringerung der Produktion aus Wasserkraftanlagen resultiert, im Inland kompensiert werden. Der Anteil der regelbaren Leistung (durch Speicher- und Pumpspeicher bereitgestellt) und Bandenergie (Kernkraftwerke und Laufkraftwerke) nimmt mit dem forcierten Zubau neuer erneuerbaren Energien ab, die stochastisch einspeisenden Technologien gewinnen dagegen an Bedeutung. Der damit verbundene Bedarf an Kompensations- und Speicherkapazitäten wird in diesem Bericht nicht quantitativ untersucht, aber qualitativ in den Kapiteln 7 und 8 behandelt. Schliesslich ist zu beachten, dass die Ergebnisse Grössenordnungen darstellen. Die Szenarien und ihre Wirkung auf Produktion und installierte Leistung sowie ihre ökologische Wirkung sind von zahlreichen wichtigen Annahmen abhängig und stellen somit keine exakten Prognosen dar.

10. Finanzielle Auswirkungen der Produktionsszenarien.

10.1. Modell zur Berechnung der finanziellen Auswirkungen.

10.1.1. Ziele des Finanzmodells.

Um die verschiedenen Produktionsszenarien bezüglich der Finanzen vergleichen zu können, wurde ein langfristiges Finanzmodell entwickelt. Es zeigt die Beiträge der Produktion am unternehmerischen Erfolg und am Bedarf an finanziellen Mitteln bis 2050 auf. Die Investitionen werden unabhängig von deren Finanzierung dargestellt und beurteilt. Die Erlöse werden anhand von langfristigen Grosshandelsmarktpreisen⁶⁶ ermittelt, die auf einem liberalisierten Markt auf Grund der Merit-Order oder wegen Fördersätzen für die Nutzung von neuen erneuerbaren Energien entstehen. Dazu wurden für alle vier Produktionsszenarien und für jedes Jahr Produktions- und Finanzkennzahlen (in Schweizer Franken) berechnet. Es handelt sich um:

- Produktionsmenge (GWh, inklusive und exklusive geförderten Stroms)⁶⁷
- Leistung (MW, inklusive und exklusive geförderten Stroms)
- Investitionsvolumen
- Produktionskosten (operative Kosten, inklusive Kapitalkosten und Abschreibungen, pro kWh)
- EBIT (Earnings before interests and taxes: operatives Ergebnis vor Fremdkapitalzinsen und Steuern)⁶⁸
- NPV (Net present value, Unternehmenswert Produktion als Summe der risikogerecht abgezinsten zukünftigen Geld-

⁶⁶ Die langfristigen Grosshandelsmarktpreise werden mit Hilfe eines Fundamentalmodells ermittelt. Das Modell und die wichtigsten Annahmen werden in Kapitel 3 präsentiert.

⁶⁷ Vergleiche Kapitel 9 für die Definition von gefördertem Strom.

⁶⁸ Diese Kennzahl zeigt das Betriebsergebnis unabhängig von der Besteuerung (die im In- und Ausland unterschiedliche Entwicklungen erfahren kann) und den möglichen Finanzierungsformen. Deswegen wird sie im Folgenden zur Darstellung des operativen Ergebnisses eingesetzt. Vergleiche Glossar für eine Definition des EBIT.

flüsse, dieser Wert wird im vorliegenden Bericht nicht ausgewiesen.)

Die Produktionskosten sind nicht mit den Gestehungskosten zu verwechseln. Diese basieren auf einer Vollkostenrechnung für sämtliche betriebliche Tätigkeiten, die nötig sind, um Kundinnen und Kunden mit Energie zu versorgen (inklusive Handel, Verkauf, Management, Administration, Steuern etc.). Dieser Vollkostenrechnung liegen zudem andere Bewertungsgrundsätze zugrunde.

10.1.2. Aufbau und Annahmen des Finanzmodells.

Die einzelnen Produktionsanlagen sind anhand technologischer und geographischer Kriterien verschiedenen Produktionseinheiten zugeteilt (Tabelle 10.1). Für jede Produktionseinheit fließen zu allen Produktionsszenarien die jährlichen Angaben zur Stromproduktion, zu den Produktionskosten und den Stromerträgen ein. Namentlich handelt es sich um:

- die Produktionsmenge (GWh)
- die Leistung (MW)
- den Beteiligungsgrad (Partnerwerke)
- die Investitionshöhe und Nutzungsdauer
- den Fremdfinanzierungsanteil
- die Betriebskosten
- die langfristigen Grosshandelsmarktpreise (Base-Preis)
- die technologiespezifische Wertigkeit, die den zeitlich unterschiedlichen Anfall der Stromproduktion miteinbezieht (Abschnitt 6.4)
- die Vergütungssätze der Fördermodelle

Bei allen finanziellen Grössen handelt es sich um reale Werte (ohne Einbezug einer allfälligen Teuerung). Da das Finanzmodell nur die Produktion abbildet, werden keine Kosten für weitere betriebliche Tätigkeiten der Kundenversorgung erfasst. Der Erfolg wird anhand von langfristigen Grosshandelspreisen und nicht anhand von End-

kundenpreisen ermittelt. Für die langfristige Finanzplanung werden die Annahmen und Ergebnisse der Produktionsszenarien und der enervis-Marktpreisstudie, die ewz-Mehrjahresplanung (2012 bis 2016) sowie die der Partnerwerke verwendet und mit Expertenwissen und plausiblen Annahmen ergänzt. Die Granularität und Unsicherheit der im Finanzmodell verwendeten Daten und Methoden sind nicht nur einheitlich und konsistent, sondern auch in einer ähnlichen Grössenordnung wie die der Produktionsszenarien.

Da sich der Horizont der Produktionsszenarien und der damit verbundenen Investitionen in Produktionsanlagen bis ins Jahr 2050 erstreckt, werden gemäss dem Finanzmodell keine neuen Investitionen ab diesem Zeitpunkt mehr getätigt. Die bestehenden Anlagen werden noch bis ans Ende ihrer Lebensdauer betrieben. Steuerliche Aspekte werden nicht berücksichtigt, d. h. die finanziellen Resultate würden sich unter Einbezug der Steuern noch verändern.

Das Finanzmodell ermittelt die finanziellen Auswirkungen der Produktion in Schweizer Franken. Dadurch wird ersichtlich, wie sensitiv die finanziellen Resultate auf Wechselkursänderungen sind. Die Geldflüsse, die in Euro anfallen, werden auch in Euro erfasst respektive andere Währungen mit einem fixierten Wechselkurs in Euro umgerechnet. Durch einen für den ganzen Beobachtungszeitraum konstant festgelegten Wechselkurs werden die Euro-Beträge in Schweizer Franken umgerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass förderberechtigte Anlagen wie z. B. Windanlagen den produzierten Strom im Rahmen eines kostendeckenden Fördermodells ins jeweilige lokale Netz einspeisen. Die Stromproduktion, die Fördermodelle nutzt, steht für den ewz-Absatz nicht zur Verfügung. Falls aber in einem Jahr der durchschnittliche Grosshandelspreis über dem Vergütungssatz des Fördermodells zu liegen kommt, wird der Strom auf dem freien Markt zum höheren Marktpreis verkauft. Zudem berücksichtigt das Finanzmodell bei den Erlösen keine ökologischen Mehrwerte.

Die Fertigstellung einer neuen Anlage dauert, unabhängig von Technologie und Standort, immer ein Jahr, und die Abschreibung erfolgt linear ab dem Folgejahr

über die gesamte ökonomische Lebensdauer der Investition (z. B. auf Konzessionsende bei der Wasserkraft). Als Investitionen werden nur Investitionen in betriebliche Sachwerte einbezogen, das heisst, die Bestände und die Veränderungen der übrigen Sachwerte und des Umlaufvermögens bleiben unberücksichtigt. Als Fremdkapital wird entsprechend nur das verzinsliche und sachwertbezogene Fremdkapital behandelt.

Bei Anlagen, die über mehrere Jahrzehnte genutzt werden, wird für die Zeiträume, für die genauere Angaben zu Ersatzinvestitionen fehlen, eine Substanzerhaltung in plausibler Höhe angenommen (jährliche konstante Investitionen, die im Folgejahr gleich wieder komplett abgeschrieben werden). Abgesehen von den Investitionen, die zur Berechnung der buchhalterischen Grössen aktiviert und abgeschrieben werden, werden alle anderen Aufwände und Erträge so weit als möglich als Geldflüsse modelliert (cashflow-orientiert). Es werden z. B. keine Rückstellungen gebildet und aufgelöst.

Zur Berechnung der Kapitalkosten (für die Produktionskosten) wird ein kalkulatorischer Zins auf dem gebundenen Kapital angewendet. Das gebundene Kapital ergibt sich aus dem aktuellen Bestand der Sachwerte zuzüglich laufenden Investitionen und abzüglich der laufenden Abschreibungen. Bei den verwendeten Strommarktpreisen handelt es sich um langfristige Grosshandelspreise für Bandenergie (Base-Preis in Euro) aus dem enervis-Fundamentalmodell. Die Grosshandelsmarktpreise weisen für die Zeitperiode 2012 bis 2050 eine steigende Tendenz auf. Dieser Base-Preis wird um ein technologiespezifisches Wertigkeitsverhältnis korrigiert, um dem unterschiedlichen zeitlichen Anfall der Stromproduktion Rechnung zu tragen⁶⁹. Beispielsweise liegt die Wertigkeit von Strom aus Photovoltaikanlagen tiefer als der Base-Preis, da die Produktion nicht gesteuert werden kann und hauptsächlich im Sommer stattfindet. Das heisst dann, wenn eine geringere Nachfrage zu tieferen Strompreisen auf den Grosshandelsmärkten führt. Dagegen weisen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) sowie Pumpspeicherkraftwerke eine hohe

⁶⁹ Verweis auf Kapitel 3, Langfristige Grosshandelsmarktpreise.

Wertigkeit aus, da sie gezielt zu Peak-Zeiten produzieren und somit hohe Preise realisieren können.

Die langfristigen Grosshandelspreise stellen die marginalen Kosten der Grenztechnologie dar (Merit-Order) und können nicht mit den kurzfristig auf den Strombörsen gehandelten Preisen oder mit Energieta-rifen der Endkundinnen und Endkunden verglichen werden⁷⁰. Da ein Teil der Stromproduktionskosten im Ausland anfällt, werden grenzüberschreitende Transportkosten berücksichtigt. Wenn der Strom durch lokale und nationale Fördermodelle abgegolten wird, entfallen die Transportkosten, da dieser Strom ewz für den eigenen Vertrieb oder Handel nicht zur Verfügung steht. Die Transportkosten werden anhand der Marktpreisdifferenzen zwischen der Schweiz sowie Deutschland und Italien im enervis-Modell geschätzt (sogenannte congestion revenues). Es werden keine weiteren Transaktionskosten wie z. B. Kosten für Handel, Hedging und Systemdienstleistungen berücksichtigt. Auch werden die Kosten für Ausgleichsenergie im Modell nicht explizit berücksichtigt.

Das Modell errechnet die szenarienspezifischen Produktionskosten und Grosshandelsmarktpreise. Es ist zu beachten, dass die Differenz zwischen diesen beiden Grössen nicht die von ewz realisierbare Marge der Produktion darstellt. Einerseits sind in den erwarteten Produktionskosten die Kosten des Handels, die Overhead-Kosten sowie die Steuerbelastung nicht enthalten. Andererseits kann die Marge durch verschiedene Akteure beansprucht werden, beispielsweise durch die Eigentümer und Eigentümerinnen der Ressourcen, die höhere Pachtzinse (bei Windparks) oder Wasserzinse und Heimfallverzichtsentschädigungen (bei Wasserkraftanlagen) verlangen könnten.

10.1.3. Generelle Datengrundlage.

Für die Berechnung der langfristigen Wirkung unterschiedlicher Produktionsszenarien auf die Finanzplanung sind Annahmen hinsichtlich der Entwicklung verschiedener Inputparameter erforderlich. Insbesondere verlangt das Modell, dass Annahmen zur Höhe des Wechselkurses und der Zins-

sätze sowie der Weiterführung der Modelle zur Förderung der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien getroffen werden.

■ **Wechselkurs:** Die Höhe des Wechselkurses beeinflusst einerseits die Investitionsausgaben im Ausland und andererseits die Grosshandelsmarktpreise, die in Euro definiert sind. Ein tieferer Wechselkurs verbilligt die Produktion im Ausland, führt gleichzeitig zu einer Verringerung der Grosshandelsmarktpreise und somit zu tieferen Erlösen.

■ **Kapitalkostenersatz:** Die Schätzung der risikoadäquaten Gesamtkapitalrenditen, wie sie ein Investor auf dem perfekt funktionierenden Kapitalmarkt für die verschiedenen in den Produktionsszenarien enthaltenen Investitionsprojekte fordern würde, ist äusserst aufwendig und anspruchsvoll. Grundsätzlich muss der Kapitalkostenersatz technologie- und standortspezifische Risiken umfassen. Eine Veränderung des Kapitalkostenersatzes beeinflusst die Produktionskosten durch die Veränderung der Kapitalkosten und den Unternehmenswert durch die Abdiskontierung der zukünftigen Geldflüsse.

■ **Fördermodelle:** Es wird davon ausgegangen, dass die Nutzung der meisten neuen erneuerbaren Energien zwischen 2020 und 2030 konkurrenzfähig ist und im Laufe der Zeit nationale Fördermodelle in Europa auslaufen. Davon ausgehend wurde festgelegt, dass 2025 die letzten förderberechtigten Neuanlagen ein Fördermodell nutzen und bis ans Ende der vorgesehenen Förderdauer Vergütungen beziehen können. Die Vergütungsdauer wird für alle Technologien und Standorte einheitlich auf 20 Jahre festgelegt. Vergütungssätze bereits existierender Anlagen entsprechen den effektiven Sätzen. Anlagen, die keine Vergütung beziehen, werden dies auch in Zukunft nicht tun. Für künftige Anlagen werden die Sätze mit den für die Jahre 2010, 2020 und 2035 geschätzten so genannten «Levelized Costs of Electricity» (LCoE, z. B.

⁷⁰ Endkundenpreise beinhalten neben den Kosten für die Energie (Strom) auch Netznutzungskosten und weitere Abgaben.

Rp./kWh)⁷¹ gleichgesetzt. Die jährlichen Fördersätze werden, basierend auf diesen Eckjahren, linear interpoliert.

■ **Bestehende Anlagen:** Für das zu Beginn gebundene Kapital werden die Werte 2011 übernommen.

10.2. Ergebnisse für die Produktionsszenarien.

Im Weiteren werden die finanziellen Auswirkungen der verschiedenen Szenarien anhand der folgenden Indikatoren aufgezeigt: Investitionsvolumen, Produktionsmenge, durchschnittliche Produktionskosten des ewz-Portfolios und operatives Ergebnis der Produktion (EBIT)⁷². Bei den Produktionskosten handelt es sich um die betrieblichen und die Kapitalkosten pro kWh, beim EBIT um die Erlöse abzüglich betriebliche Kos-

71 Dieser standardisierte Ansatz erlaubt es, die Produktionskosten verschiedener Technologien zu vergleichen. Dabei werden innerhalb einer gewissen Amortisationsdauer alle Ausgaben – also Investitionskosten, Betrieb- und Unterhalt, allfällige Brennstoff- und CO₂-Kosten durch die kumulierte Produktion dividiert. Ausgaben und Produktion werden jeweils mit einem konstanten Zinssatz diskontiert. Die Produktionskosten der Anlage entsprechen dem Preis, der erzielt werden muss, um die Anlage innerhalb der Amortisationsdauer rentabel zu betreiben.

72 Auf Grund der zahlreichen Annahmen, die der Entwicklung des EBIT zu Grunde liegen und den damit verbundenen Unsicherheiten, steht der Vergleich zwischen den Szenarien im Vordergrund. Auf eine Angabe von konkreten Werten wird verzichtet.

ten und Abschreibungen. Zu beachten ist, dass keine Investitionen in PV-Anlagen in der Schweiz und in Biomasseanlagen getätigt werden, da bei diesen Technologien langfristige Bezugsverträge abgeschlossen werden.

Szenario 1.

Das Investitionsvolumen, kumuliert bis 2050, beläuft sich auf rund 2,3 Mrd. Schweizer Franken. Weil in diesem Szenario keine Rekonzessionierung der Wasserkraftwerke stattfindet und die neuen erneuerbaren Energien nur moderat ausgebaut werden, fallen die Investitionen begrenzt aus (Abbildung 10.1) und die produzierte Strommenge geht langfristig stark zurück. Die Produktion reduziert sich parallel zum Betriebsende der Kernkraftwerke und zum Auslaufen der Konzessionen der Wasserkraftwerke.

In Abbildung 10.2 ist die Entwicklung der Produktionskosten des gesamten ewz-Produktionsportfolios abgebildet.

Die durchschnittlichen Produktionskosten steigen in der Anfangsphase durch moderate Investitionen in neue erneuerbaren Energien an. Danach bleiben sie auf einem konstanten Niveau, da keine Investitionen für Rekonzessionierungen anfallen. Somit sind auch das gebundene Kapital und die damit zusammenhängende kalkulatorische Zinsbelastung moderat. Wie in Abbildung

Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 1.

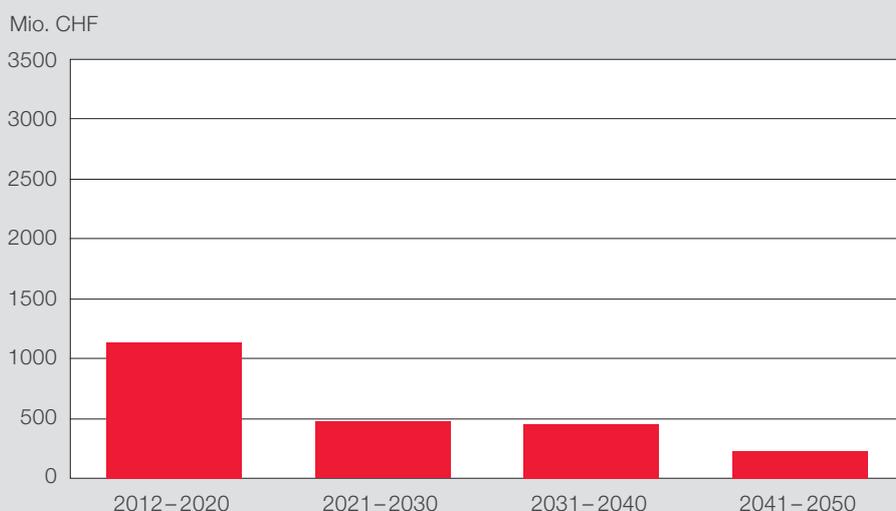


Abbildung 10.1: Szenario 1 ist durch abnehmende Investitionen charakterisiert. Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ist moderat und bei den bestehenden Anlagen werden nur Ersatzinvestitionen getätigt.

10.3 gut ersichtlich, wirken sich die tiefen Investitionen, die bei Szenario 1 angenommen werden, auch auf die Gewinnaussichten der Stromproduktion von ewz aus. Nach einem ersten Rückgang des EBIT zwischen 2029 und 2034 durch den Verzicht auf neue Beteiligungen und Lieferver-

träge mit Kernkraftwerken⁷³ folgt ein zweiter deutlicher Rückgang des EBIT in den Jahren 2039 und 2043. In diesen Jahren laufen die Konzessionen einiger Wasser-

73 Die Revisions- und Investitionsarbeiten am KKW Gösgen führen im Jahr 2013 kurzfristig zu einer Produktionsverringerung. Auf Grund der Massnahmen wird der Wirkungsgrad der Anlage erhöht, wodurch die Produktion in den darauf folgenden Jahren zunimmt.

Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 1.

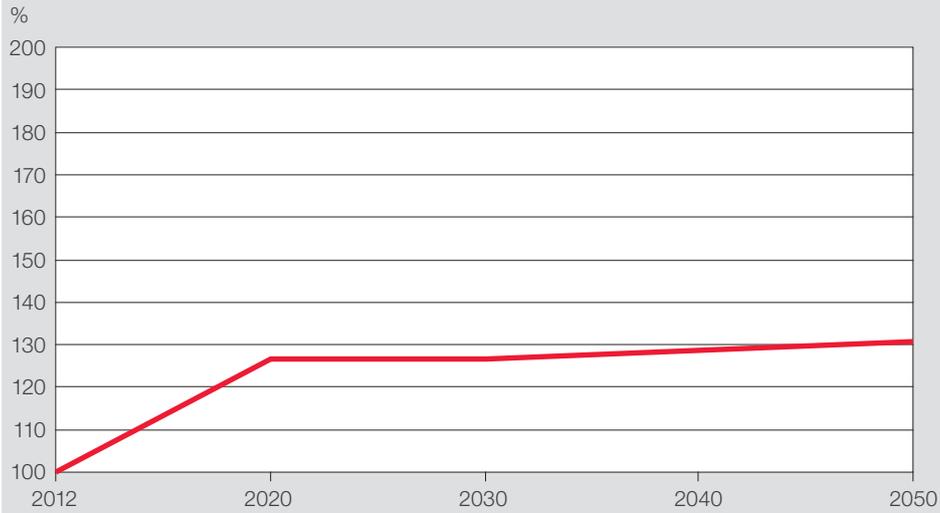


Abbildung 10.2: Die Produktionskosten des ewz-Portfolios bleiben nach einem deutlichen Anstieg bis 2020 relativ konstant (kaum Investitionskosten). Durch das Ende der Wasserkraftkonzessionen nach 2040 steigen die Produktionskosten leicht an. Es wird der durchschnittliche Anstieg der Produktionskosten innerhalb der jeweiligen Dekade angezeigt.

Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 1.

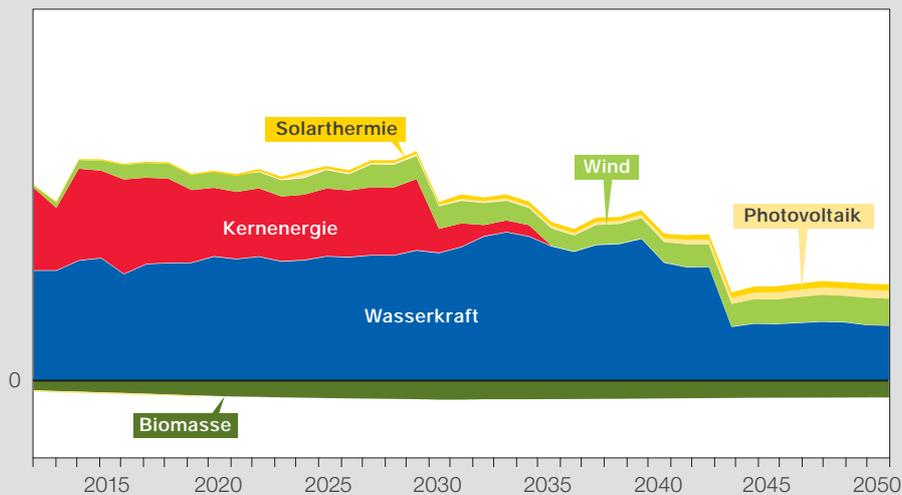


Abbildung 10.3: Das EBIT in Szenario 1 sinkt deutlich, insbesondere wegen des Rückgangs der Erträge aus der Wasserkraft- und Kernenergie. Aufgrund der zahlreichen Annahmen, die der Entwicklung des EBIT zu Grunde liegen und den damit verbundenen Unsicherheiten, wird auf eine Angabe von Werten verzichtet.

kraftwerke aus. Zu beachten ist, dass die Bezugsverträge für Strom aus Biomasse und PV-Anlagen in der Schweiz einen negativen EBIT-Beitrag leisten, da die Bezugspreise über den Marktpreisen liegen (für Strom aus Biomasse trifft das für den gesamten Betrachtungszeitraum zu)⁷⁴.

Szenario 2.

Die Investitionen bis 2050 im Bereich Produktion belaufen sich auf 5,1 Mrd. Schweizer Franken. Die angenommene Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen von ewz in Szenario 2 verursacht Investitionen für die Heimfallverzichtsentschädigung der öffentlichen Hand und der damit verbundenen Erneuerungsinvestition in die Anlagen (Abbildung 10.4). Die Stromproduktion reduziert sich trotzdem über die Jahre, was auf den Wegfall der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken zurückzuführen ist. Auch die Produktion aus Wasserkraftanlagen verringert sich. Einerseits weil mit der Rekonzessionierung ein Teil der Produktion aus Wasserkraft an die Gemeinden übergeht, andererseits wegen der Umsetzung der gesetzlichen Be-

stimmungen zu den Restwassermengen. Die Investitionen für die Heimfallverzichtsentschädigungen der Wasserkraftwerke führen zu einer deutlichen Kostensteigerung über die Zeit (Abbildung 10.5). Die Haupteinflussgrösse für die Entwicklung des EBIT in Szenario 2 ist der wegfallende Beitrag der Kernkraftwerke (Abbildung 10.6). Das EBIT reduziert sich parallel zum Auslaufen von diesen Beteiligungen und Lieferverträgen. Ein kleiner positiver Beitrag an das EBIT erfolgt durch den moderaten Zubau von neuen erneuerbaren Energien.

⁷⁴ Man bemerke, dass allfällige ökologische Mehrwerte, die auf dem Markt kurz- bis mittelfristig gelöst werden können, nicht in diese Betrachtung mit einbezogen sind. Langfristig, wenn hauptsächlich erneuerbare Energien zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bestehen keine Mehrwerte mehr.

Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 2.

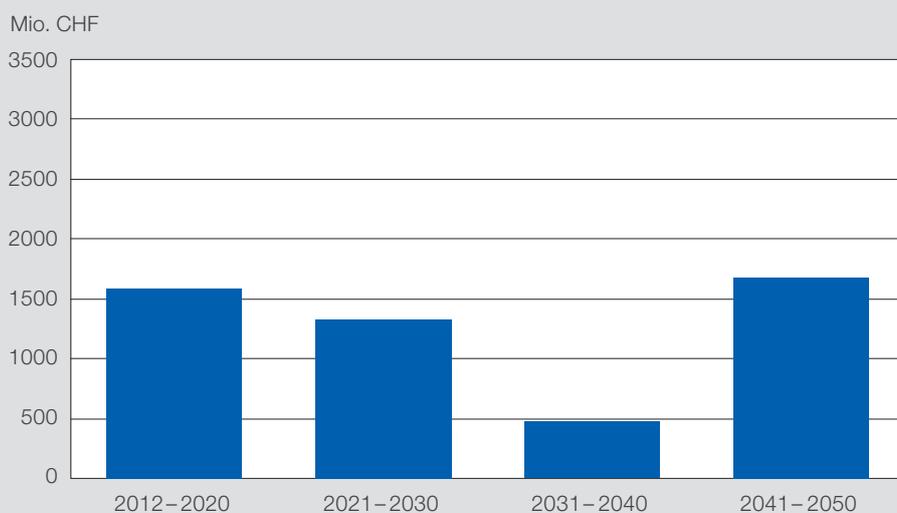


Abbildung 10.4: Die in Szenario 2 angenommene Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen verursacht hohe Investitionen für die Heimfallverzichtsentschädigung und für die Erneuerung der Anlagen.

Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 2.

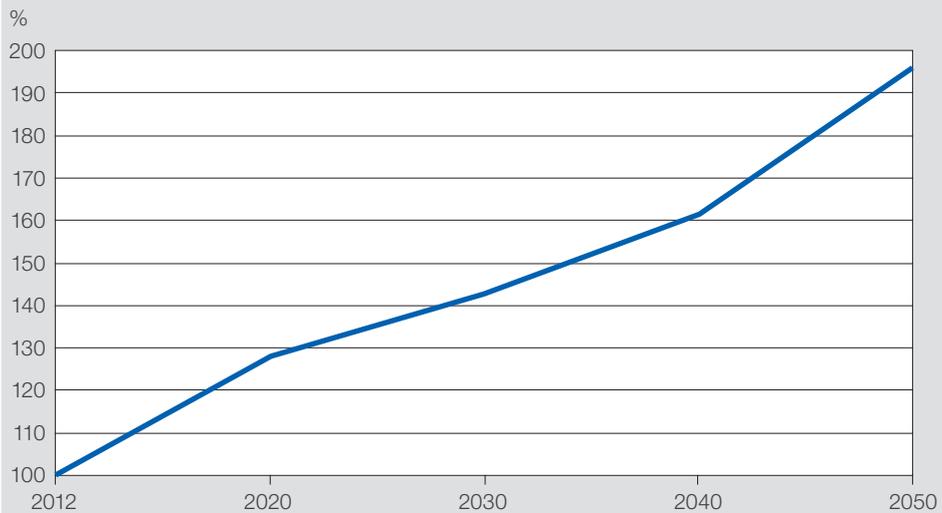


Abbildung 10.5: Die hohen Investitionen für die Rekonzeptionierung der Wasserkraftwerke führen zu deutlichen Kostensteigerungen. Es wird der durchschnittliche Anstieg der Produktionskosten innerhalb der jeweiligen Dekade angezeigt.

Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 2.

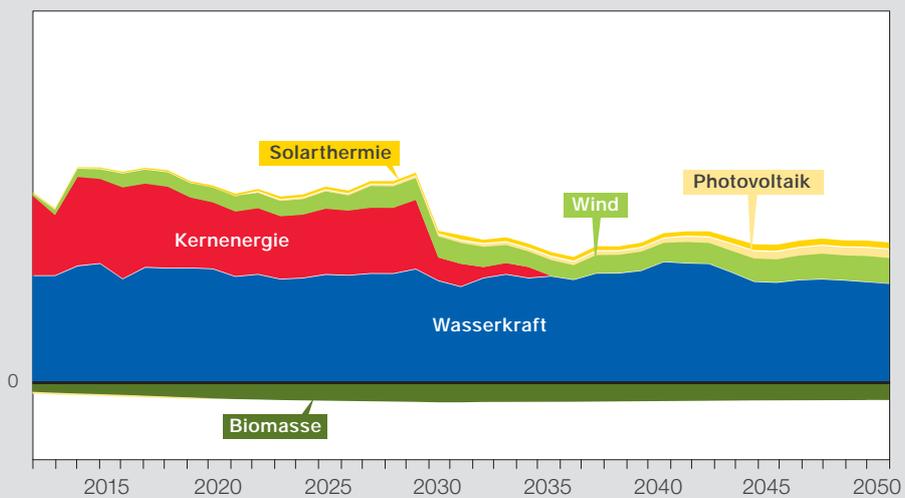


Abbildung 10.6: Wegen des Rückgangs der Erträge aus der Kernenergie verringert sich in Szenario 2 das EBIT. Der konstante Beitrag aus der Wasserkraft ist vor allem langfristig sehr bedeutsam.

Szenario 3.

Kumuliert betragen die Investitionen im Bereich Produktion für Szenario 3 rund 8,5 Mrd. Schweizer Franken. Bestimmend sind vor allem der starke Ausbau der neuen erneuerbaren Energien sowie die Rekonzessionierung der grossen Wasserkraftwerke (Abbildung 10.7). Bei den Investitionen in neue erneuerbare Energien zeichnen sich zwei Hauptperioden ab: Die erste erstreckt sich von heute bis 2020, in der ein grosser Teil der Kapazität aufgebaut wird. In der zweiten Periode, zwischen 2030 bis 2040, werden viele Anlagen erneuert (insbesondere Windkraftanlagen). Die Stromproduktion steigt durch den starken Ausbau von Anlagen, die neue erneuerbare Energien einsetzen, in den ersten Jahren beträchtlich an. Ab 2030 sinkt die Produktionsmenge bis 2050 wieder auf den heutigen Stand, bedingt durch den Verzicht auf neue Beteiligungen und Lieferverträge mit Kernkraftwerken.

Die gemittelten Produktionskosten steigen im Verlauf der Jahre deutlich an (Abbildung 10.8). Zu Beginn ist der Kostenanstieg auf die erhöhten Investitionen für den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien zurückzuführen. Danach steigen die Produktionskosten durch die Ausgaben für die Rekonzessionierung von Wasserkraftwerken und die Erneuerung der Anlagen

für die Nutzung von neuen erneuerbaren Energien sowie durch den Wegfall der kostengünstigen Kernenergie weiter an. Der im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 starke Ausbau von Windanlagen führt zu einer Verbesserung des finanziellen Ergebnisses (Abbildung 10.9). Der positive Beitrag der Windenergieanlagen ist bis etwa 2030 den Fördermodellen zu verdanken. Danach ist Windstrom aus dem Ausland und Strom aus ausländischen Solarthermie- und PV-Anlagen konkurrenzfähig. Die Nutzung von neuen erneuerbaren Energien vermag deshalb den sinkenden Beitrag der Kernkraftbeteiligungen an das EBIT zu kompensieren.

Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 3.

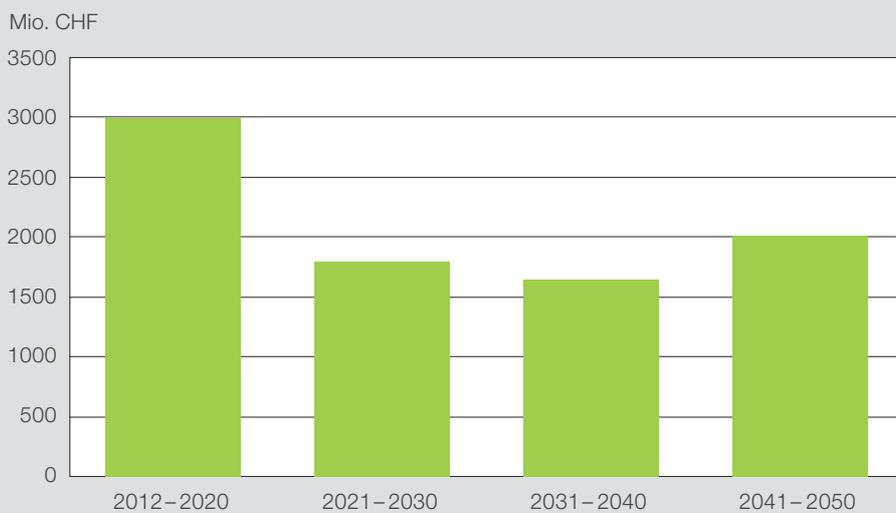


Abbildung 10.7: Zusätzlich zu den Investitionen in Wasserkraft führt der starke Zubau an neuen erneuerbaren Energien zu einer starken Erhöhung der Investitionskosten.

Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 3.

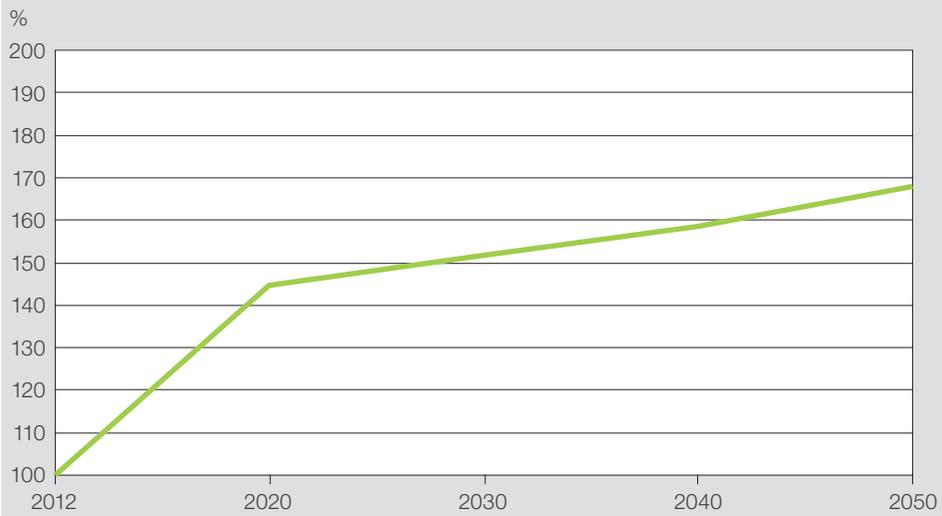


Abbildung 10.8: Die gemittelten Produktionskosten steigen im Verlauf der Jahre deutlich an. Es wird der durchschnittliche Anstieg der Produktionskosten innerhalb der jeweiligen Dekade angezeigt.

Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 3.

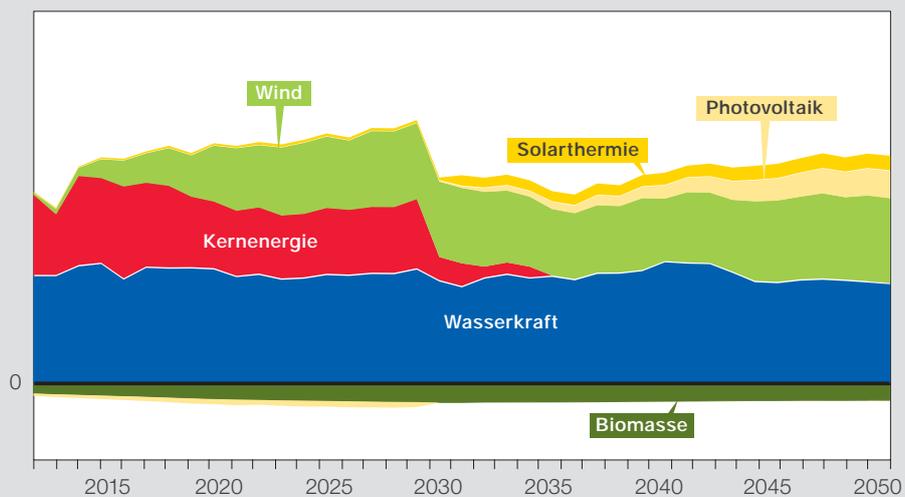


Abbildung 10.9: Der Beitrag an das Betriebsergebnis der neuen erneuerbaren Energien ist in der Lage, den Wegfall der Kernenergie zu kompensieren.

Szenario 4.

Beim Szenario 4 betragen die Investitionen im Bereich Produktion über den gesamten Zeitraum 8,7 Mrd. Schweizer Franken, wobei sich der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien, die Heimfallverzichtsentschädigung für die Rekonzessionierung der Wasserkraftwerke sowie der Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) stark auf die Investitionen auswirken (Abbildung 10.10). Bestimmend für die Investitionen sind, wie in Szenario 3, die Beträge für den Zubau und die Erneuerung von Anlagen, die neue erneuerbare Energien verwenden, sowie die Rekonzessionierung (inklusive Reinvestitionen) von Wasserkraftwerken. Zusätzlich sind Investitionen für Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) geplant. Die Stromproduktion von ewz steigt zu Beginn stetig, bedingt vor allem durch den Ausbau der Windkraft. Das Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken, hauptsächlich um 2030 herum, wird durch Gas- und Dampf- sowie Solaranlagen grösstenteils kompensiert und die Produktion auf einem hohen Niveau gehalten.

Die Entwicklung der Produktionskosten ist sehr ähnlich wie bei Szenario 3 (Abbildung 10.11). Auch hier zeichnen sich die durchschnittlichen Produktionskosten durch einen Anstieg aus.

In Bezug auf das EBIT führt der starke Ausbau von Windkraftwerken zu einer Erhöhung des Betriebsergebnisses (Abbildung 10.12). Nach dem Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken, was zu einer Reduktion des EBIT führt, steigt das EBIT durch die Beteiligungen an ausländischen Solaranlagen und den Bau der Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) wieder an.

Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 4.

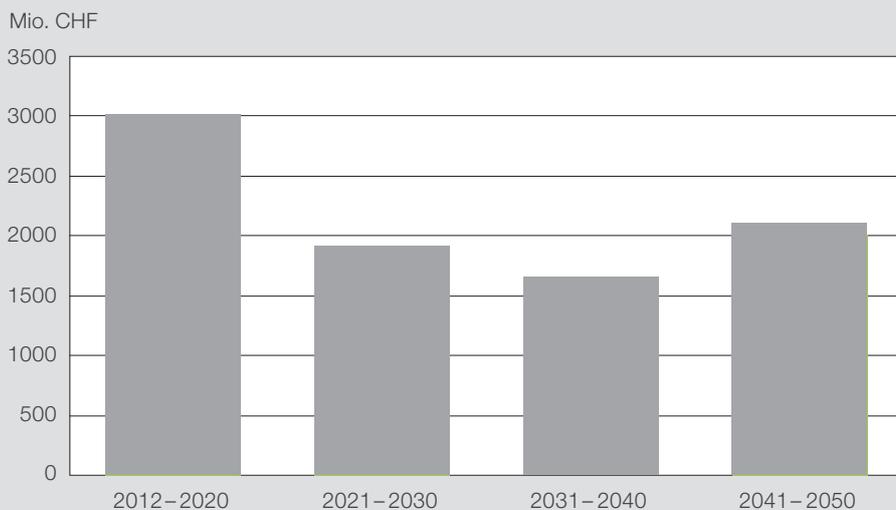


Abbildung 10.10: Das Szenario 4 unterscheidet sich von Szenario 3 durch die Beteiligung von ewz an GuD-Kraftwerken.

Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 4.

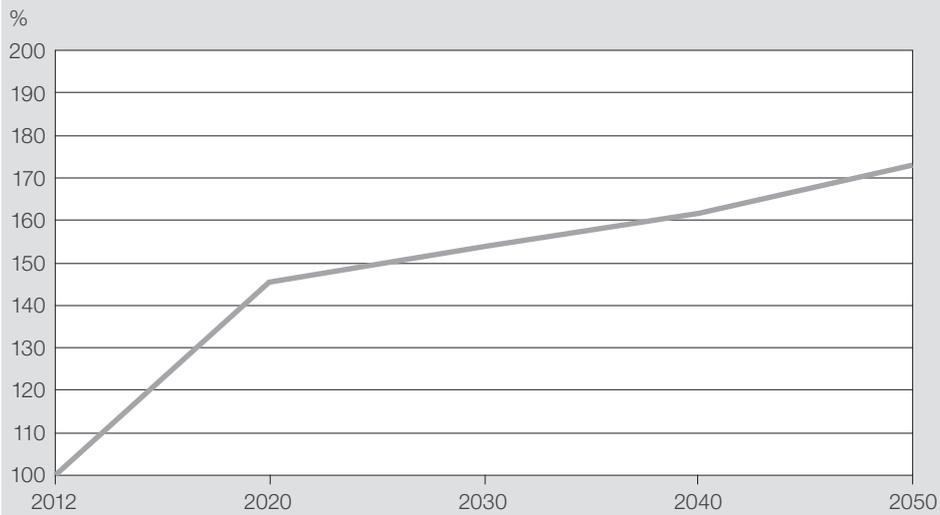


Abbildung 10.11: Die gemittelten Produktionskosten steigen im Verlauf der Jahre deutlich an. Es wird der durchschnittliche Anstieg der Produktionskosten innerhalb der jeweiligen Dekade angezeigt.

Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 4.

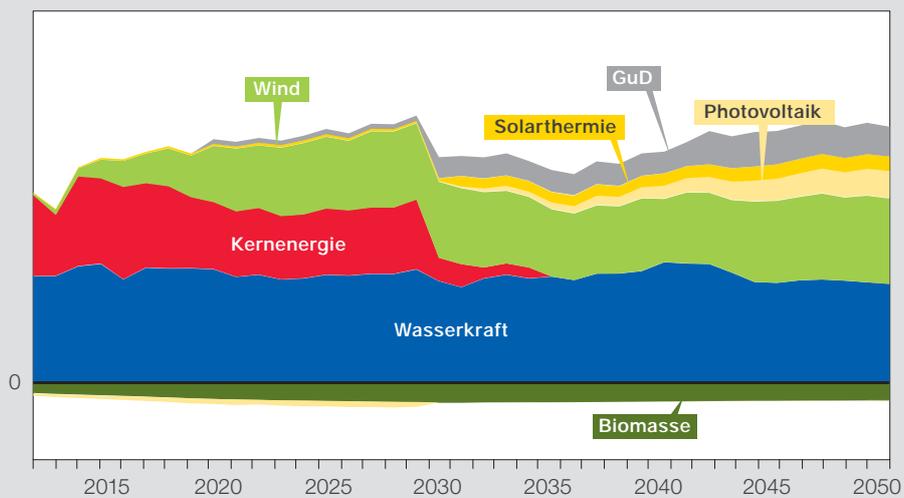


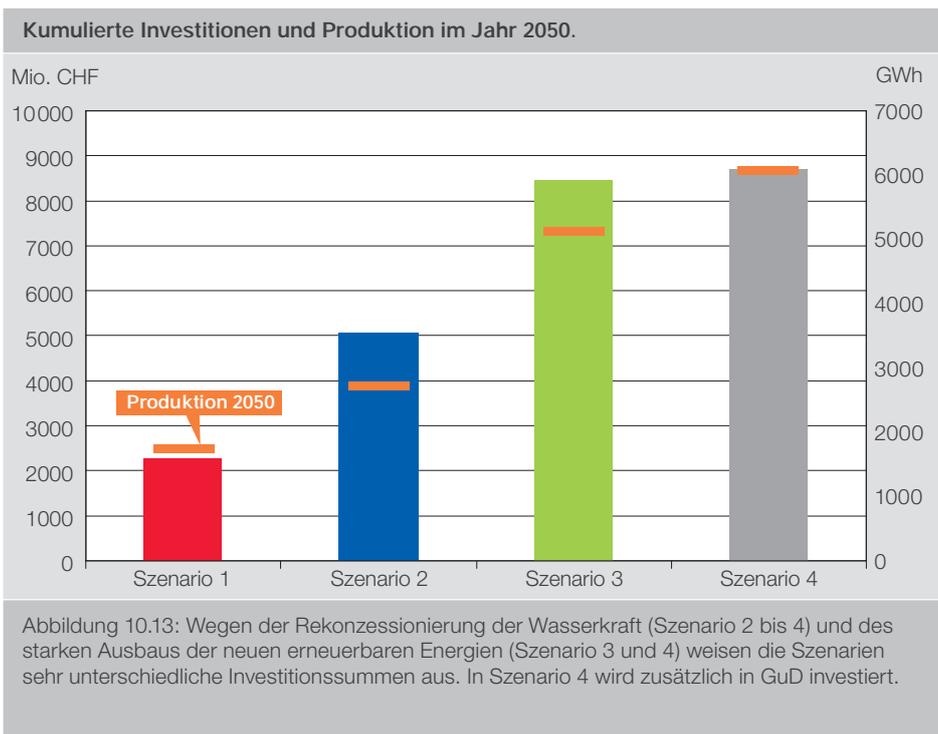
Abbildung 10.12: Der Beitrag an das Betriebsergebnis der neuen erneuerbaren Energien ist in der Lage, den Wegfall der Kernenergie zu kompensieren. Das Betriebsergebnis kann mit der Beteiligung an GuD-Anlagen zusätzlich gesteigert werden.

10.3. Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse.

Abbildung 10.13 stellt die kumulierten und nicht abdiskontierten Investitionen bis zum Jahr 2050 sowie den produzierten Strom im Jahr 2050 für die vier Szenarien dar. Das Investitionsvolumen ist vor allem davon abhängig, ob und zu welchem Preis die Wasserkraftanlagen rekonzessioniert werden und wie stark die Nutzung von neuen erneuerbaren Energien ist. Der kumulierte Investitionsbedarf bis 2050 der verschiedenen Szenarien reicht von gut 2 Mrd. Schweizer Franken bei Szenario 1 (Heimfall der Wasserkraft) bis knapp 9 Mrd. bei Szenario 4 (Rekonzessionierung, massiver Ausbau der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien und Beteiligung an Gas- und Dampfkraftwerken). Zu beachten ist, dass langfristig die produzierte Strommenge bei Szenario 1 stark und bei Szenario 2 leicht zurückgeht. Bei den anderen Szenarien ist die Menge leicht höher als heute (v.a. in der Periode 2015 bis 2030). Bedingt durch die Investitionstätigkeit weisen die Produktionskosten eine steigende Tendenz auf. Nur bei Szenario 1 ergibt sich nach Abschluss der ersten Investitionsphase bis zum Jahr 2020 ein konstanter Verlauf. Auch die Produktionskosten steigen tendenziell, ausser bei Szenario 1. Dort ist der Verlauf konstant. Das operative Ergebnis des Bereichs Produktion

(EBIT) sinkt in Szenario 1 im Laufe der Zeit, mehr oder weniger analog zur produzierten Strommenge, was vor allem auf den Wegfall der Kernenergie und den teilweisen Wegfall der Wasserkraft zurückzuführen ist. In Szenario 2, in dem die Wasserkraftanlagen rekonzessioniert werden, sinkt das operative Ergebnis bis 2050 weniger stark. Der starke Ausbau der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien (insbesondere Wind) in Szenario 3 und 4 vermag den Wegfall des EBIT-Beitrags der Kernenergie zu kompensieren. In Szenario 4 fällt mit den Beteiligungen an Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) das EBIT langfristig sogar leicht höher aus.

Das EBIT wird zu einem grossen Teil durch die Wasserkraft bestimmt. Bis 2029 ist der Beitrag der Kernenergie erheblich. Die Energie aus Biomasse hat einen negativen Einfluss auf das EBIT, da die hohen Produktionskosten deutlich über dem Marktpreis liegen (auch langfristig). Auch der Beitrag der Photovoltaik Schweiz (ewz. solarstrombörse) ist leicht negativ. Die Nutzung der übrigen neuen erneuerbaren Energien steigert den finanziellen Erfolg deutlich; kurz- und mittelfristig dank Fördermodellen und langfristig dank tiefen Produktionskosten (v. a. Solarenergie). Eine Beteiligung an Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) wirkt sich ebenfalls positiv auf das EBIT aus.



Obwohl bezüglich der weiteren Entwicklung der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien grosse Unsicherheiten bestehen, verringern die Fördermodelle kurz- bis mittelfristig das finanzielle Risiko. Die Investition in eher kleinere und dafür zahlreiche Anlagen (und Technologien) mit einer eher geringen Lebensdauer (20 bis 30 Jahre) kann das Portfoliorisiko senken und die unternehmerische Flexibilität erhöhen. Zu bemerken ist, dass das Finanzmodell nur die finanzielle Entwicklung der Produktion und daher keine integrale Sicht von ewz darstellt. Der zeitliche Verlauf und die Höhe der Geldflüsse sind nur indikativ und das Erstellen von Prognosen über solch langen Zeiträume naturgemäss unsicher. In diesem Sinne stellen die Resultate des Finanzmodells nur grobe Grössenordnungen des finanziellen Erfolgs dar. Zudem bestehen Risiken, die im Finanzmodell nicht berücksichtigt worden sind:

- Mögliche zukünftige technologische Sprünge, die zu neuen kostengünstigen Produktions- und Speicherverfahren oder verändertem Konsumentenverhalten führen, sind schwierig zu prognostizieren und werden im Finanzmodell nicht berücksichtigt.
- Ein wesentliches Element für den finanziellen Erfolg von Anlagen, die neue erneuerbare Energien nutzen, besteht in der Wahl des optimalen Zeitpunkts der Investition und Reinvestition (Repowering). Insbesondere besteht das Risiko, dass beim Wegfall der nationalen Fördermodelle einzelne Technologien noch nicht voll wettbewerbsfähig sind.
- Bei der Nutzung von neuen erneuerbaren Energien (z. B. bei Windkraftparks) sind die öffentliche Hand, die Grundeigentümer und Grundeigentümerinnen oder die Projektentwickler in Zukunft wohl stärker versucht, einen grösseren Teil der Ressourcenrente für sich zu beanspruchen (z. B. analog der Wasserzinse bei der Wasserkraftnutzung). Diese mögliche Verhaltensänderung wird im Finanzmodell nicht antizipiert.
- Die Schätzung der absoluten Höhe der Kosten für Stilllegung und Rückbau der Kernenergieanlagen und die während der Äufnungsperiode erreichbare Kapitalrendite ist unsicher. Die damit verbundenen Risiken werden im Finanzmodell nicht mit einbezogen.

- Bei Grossereignissen mit katastrophalen Wirkungen ist denkbar, dass das Schadenausmass die Tragfähigkeit des ewz-internen Risikofonds überschreitet. Das Finanzmodell berücksichtigt nur ein begrenztes Risiko.

11. Schlussfolgerungen.

Der europäische Strommarkt hat sich in den letzten Jahren stark verändert. Die fortschreitende Marktliberalisierung, die Förderung und der damit ausgelöste massive Zubau von Anlagen zur Nutzung von neuen erneuerbaren Energien, die damit verbundenen Kostensenkungen, der Bedarf an neuen Produktions- und Netzkapazitäten zum Ausgleich und zur Integration der fluktuierend einspeisenden Energien sowie der geplante Kernenergieausstieg der Schweiz führen zu Entwicklungen, die sowohl die Stromproduktion als auch die Übertragungs- und Verteilnetze beeinflussen. Der Stromvertrieb wird in diesem Umfeld, mit innovativen und kundenorientierten Produkten, die Marktchancen aktiv angehen müssen. Unter Berücksichtigung dieser Entwicklungen wurden im vorliegenden Bericht Produktions- und Absatzszenarien für ewz aufgestellt. Aus den gewonnenen Erkenntnissen können nachfolgende Schlussfolgerungen gezogen werden.

Absatz.

■ In der letzten Dekade wurde eine historisch tiefe Pro-Kopf-Wachstumsrate des Strombedarfs verzeichnet. Effizienzanstrengungen sowie steigende Strompreise – wegen der Erneuerung und des Zubaus neuer Produktionskapazitäten – führen mittelfristig zu einem stagnierenden Gesamtabsatz in der Schweiz.

■ Eine vermehrte Eigenproduktion der Kundinnen und Kunden aus dezentralen Anlagen verändert auch den Absatzmarkt. Dies fordert etablierte Unternehmen, die Strom produzieren und anbieten. Gleichzeitig bietet diese Entwicklung Chancen für neue Lösungsansätze und Geschäftsmodelle.

■ Die kurzfristige Absatzentwicklung der einzelnen Stromlieferanten kann durch den Marktzutritt der Kundinnen und Kunden mit einem Verbrauch von über 100 MWh pro Verbrauchstätte beeinflusst werden. Tiefe Marktpreise steigern für dieses Kun-

densegment den Anreiz, die Grundversorgung zu verlassen.

■ Für ewz mit einem hohen Anteil an grösseren, national und international tätigen Kundinnen und Kunden, die in der Regel auch über weitere Lieferantenbeziehungen verfügen, stellt die bevorstehende Marktöffnung eine grosse Herausforderung dar. Dieses Kundensegment ist preissensitiv und stellt hohe Ansprüche an Dienstleistungen. Gleichzeitig kann die Marktöffnung neue Absatzmöglichkeiten nach sich ziehen.

Produktionstechnologien.

■ Die neuen erneuerbaren Technologien weisen sehr unterschiedliche technische Reifegrade, unterschiedliche Marktdurchdringungen sowie Rentabilitäten auf. Auch ihre Entwicklungspotenziale werden unterschiedlich beurteilt. Die Rahmenbedingungen, insbesondere die Ausgestaltung von Fördersystemen, ändern sich zum Teil sehr rasch, was einen erheblichen Einfluss auf lokale Märkte und Opportunitäten hat.

■ Im Jahr 2011 produzierte ewz 4624 GWh Strom mit einer installierten Leistung von 1316 MW. Die heutige Produktion von ewz setzt sich hauptsächlich aus den beiden Technologien Wasser- und Kernkraft (je rund 47 %) zusammen. Obwohl ewz als Pionier beim Ausbau der neuen erneuerbaren Energien gilt (z. B. durch die Einführung der ewz.solarstrombörse im Jahr 1996) und in den letzten Jahren auch an wichtigen Projekten beteiligt war, liegt der Anteil der neuen Technologien bei nur rund 5 %.

Produktionsszenarien.

■ Die möglichen Entwicklungen des ewz-Produktionsportfolios wurden anhand von vier Szenarien abgebildet. Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Annahmen zur Rekonzessionierung der Wasserkraftanlagen, zum Ausbaugrad der neuen erneuerbaren Energien und zu den Beteili-

gungen an Gas- und Dampfanlagen (GuD). Alle Szenarien gehen von einem Auslaufen von Beteiligungen und Lieferverträgen mit Kernkraftwerken bis spätestens 2034 aus.

■ Der Anteil der Produktion aus neuen erneuerbaren Energien – Wind, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie – soll in allen Szenarien gesteigert werden. Auf Grund der von ewz erwarteten Marktentwicklung der verschiedenen Technologien scheint gegenwärtig folgendes Vorgehen bei einem starken Ausbau bis zum Jahr 2050 angebracht:

■ **Wind:** Der Markt ist in attraktiven und etablierten Märkten schon sehr reif (z. B. Deutschland). Viele Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer bemühen sich um weitere respektive neue, interessante Märkte (Skandinavien, Osteuropa, Frankreich). Günstige Standorte für die Nutzung von Windkraft sind in der Schweiz sehr begrenzt. Wegen dieser «Standortknappheit» sollte ewz frühzeitig (bis 2020) günstige Standorte in der Schweiz und Europa sichern und nach Möglichkeit lokale Fördermodelle nutzen. Um Anlagen ab ca. 2030 ersetzen zu können (Repowering), sollten möglichst lange Pachtverträge oder Optionen abgeschlossen oder aber Grundstücke erworben werden. Onshore-Anlagen im Ausland sind ab ca. 2030 am Markt rentabel (Produktionskosten durch Marktpreis gedeckt), Offshore-Anlagen ab ca. 2045 und Onshore-Anlagen in der Schweiz nicht vor 2050.

■ **Solar:** Dachflächen (PV) und Freiflächen (Solarthermie) scheinen vorderhand im In- und Ausland nicht knapp zu werden. Bis 2020/2025 ist es allenfalls sinnvoll, weitere kleine Beteiligungen an verschiedenen Solarthermie-Kraftwerken zu erwerben (Know-how-Gewinn). Um die Wirtschaftlichkeit sicher zu stellen, ist die Nutzung lokaler Fördersysteme zu prüfen. Ab ca. 2025 könnten Solarthermieanlagen am Markt rentabel sein. PV-Anlagen im Ausland können ab 2020 am Markt rentabel betrieben werden. Da die technische Entwicklung insbesondere bei der Solarthermie noch offen ist, sollte sie aktiv verfolgt werden. Strom aus inländischen PV-Anlagen kann weiterhin mit langfristigen Bezugsverträgen beschafft werden. Der forcierte Zubau sollte aber nicht sofort erfolgen, da Schweizer PV-Strom schätzungsweise ab ca. 2040 am Markt rentabel sein könnte.

■ **Biomasse:** Da die Rohstoffe und Standorte (Wärmeabnehmer) begrenzt sind, ist das Potenzial für Biomassekraftwerke in der Schweiz gering. Voraussichtlich ist der Strom aus Schweizer Biomasseanlagen bis zum Jahr 2050 nicht rentabel. Ein Zubau ist trotz schlechter Wirtschaftlichkeit vorgesehen, weil dadurch ein Teil der Produktion aus neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz erzeugt werden kann. Es sollen möglichst kostengünstige Bezugsverträge abgeschlossen und Beteiligungsprojekte verfolgt werden, die eine gewisse kritische Grösse (Leistung) und einen gesicherten langjährigen Wärmeabnehmer (möglichst Industrie, ganzjährig) aufweisen.

■ In der Annahme, dass Kraftwerke (Wind und Solar im Ausland) kostendeckende lokale Fördermodelle nutzen, bis ihre Produktionskosten am Markt gedeckt werden, kann ein wirtschaftliches Produktionsportfolio betrieben werden. Das Portfolio umfasst auch den Anteil an Schweizer PV- und Biomassestrom aus langfristigen Bezugsverträgen, der am Markt noch nicht rentabel ist und keine Fördermodelle nutzt. Bei einer allfälligen Aufhebung der heutigen Begrenzung der Fördermittel (sogenannte Deckelung) oder bei einer deutlichen Verringerung der Warteliste (PV) kann die Nutzung von Fördermodellen im Inland für sämtliche Technologien in Zukunft geprüft werden. Mit fortschreitendem Umbau des Energiesystems, das vermehrt Strom aus neuen erneuerbaren Energien produziert und absetzt, werden höhere Erlöse auf Grund der Herkunft (ökologischer Mehrwert) kaum mehr möglich sein.

■ Die Auslandsabhängigkeit nimmt in allen ewz-Produktionsszenarien zu.

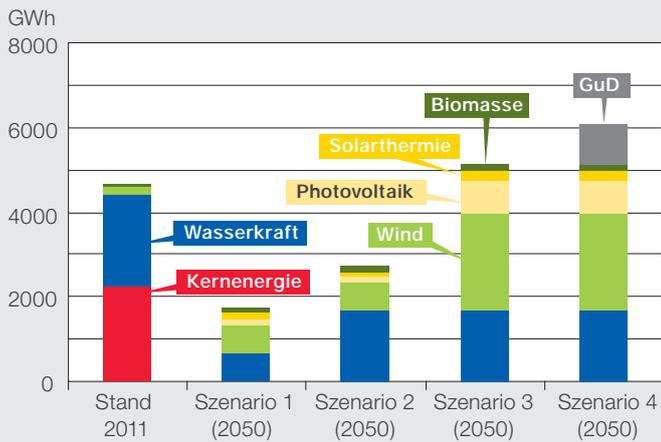
■ Der Anteil an prognostizier- und regelbarer Leistung nimmt mit dem forcierten Zubau von neuen erneuerbaren Energien ab, die Bedeutung stochastisch einspeisender Technologien nimmt hingegen zu. Damit verbunden ist ein allgemeiner zusätzlicher Bedarf an Speicherkapazitäten. Die Bedeutung von Netzausbauten und intelligenten Informationsvermittlungs- und Steuerungssystemen steigt für die Energieunternehmen entsprechend.

■ Erneuerbare Energien lassen sich auf europäischer Ebene heute prioritär ins Stromnetz einspeisen. Der Ausgleich der stochastischen Einspeisung liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber.

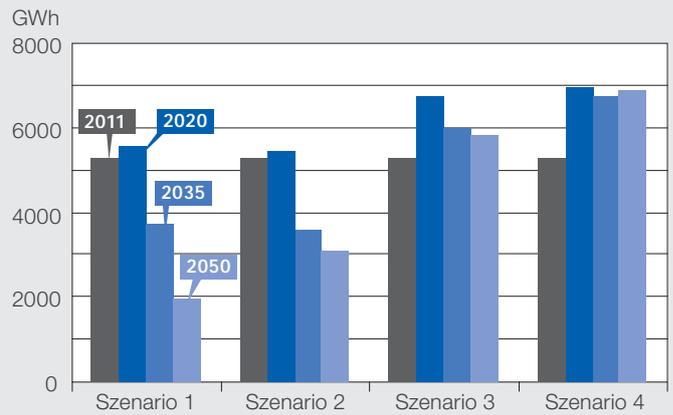
Definition und Ergebnisse der Produktionsszenarien.

Produktion und Leistung

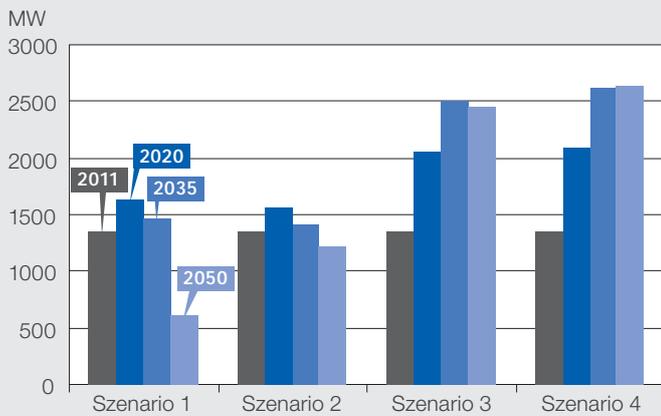
Aufteilung der Produktion 2050 nach Energieträger



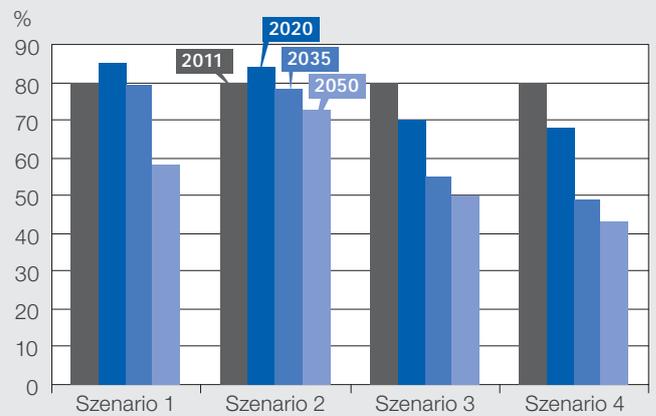
Entwicklung der Produktion (inkl. geförderter Strom)



Entwicklung der installierten Leistung

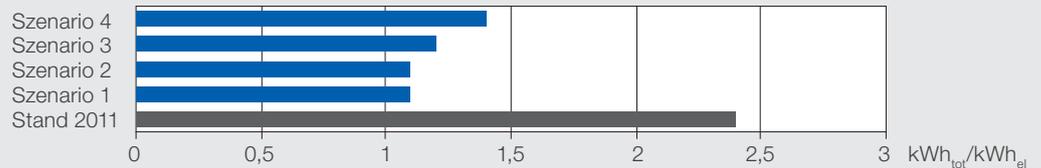


Entwicklung des Anteils der Produktion in der Schweiz

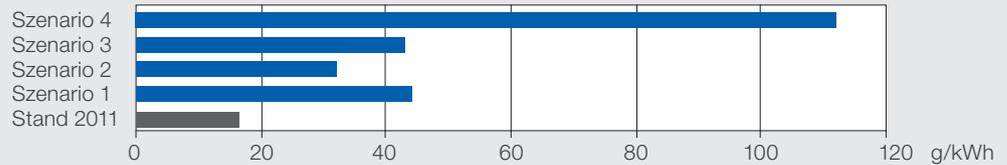


Ökologische Faktoren

PEF 2050



CO₂-Äquivalente 2050



Finanzplanung

Investitionen bis 2050 (kumuliert)



Tabelle 11.1: Definition und Ergebnisse der Produktionsszenarien. Für die Herleitung der Zahlen wird auf die entsprechenden Kapitel verwiesen.

Mit einem zunehmenden Ausbau der stochastisch einspeisenden erneuerbaren Energien auf europäischer Ebene wird eine gesetzlich vorgegebene stärkere Marktnähe der Produzenten wahrscheinlicher (z. B. durch marktnähere Fördermechanismen wie Quoten oder Marktprämien). Produktionsprognosen von Seiten der Produzenten werden wichtiger.

Finanzielle Auswirkungen der Produktionsszenarien.

■ Das für die Umsetzung der Produktionsszenarien benötigte Investitionsvolumen ist vor allem davon abhängig, ob und zu welchem Preis die Wasserkraftanlagen rekonzessioniert und wie stark die neuen erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Ein massiver Ausbau der neuen erneuerbaren Energien führt in zwei Perioden (heute bis 2020 und 2030 bis 2040) zu einem erhöhten Investitionsbedarf (ca. 100 bis 400 Mio. CHF pro Jahr).

■ Die Grosshandelsmarktpreise weisen eine steigende Tendenz auf. Heute liegen die Produktionskosten von ewz – wie bei den meisten Schweizer Produzenten – knapp unter den Grosshandelsmarktpreisen. Durch die Erhöhung der Produktionskosten der Wasserkraftanlagen (Szenarien 2 bis 4) und den Zubau an neuen erneuerbaren Energien erfolgt langfristig eine Angleichung der Produktionskosten an die Grosshandelspreise. Das gilt weniger in Szenario 1. Dort bleiben die Produktionskosten langfristig konstant, weil nur gering in Produktionsanlagen investiert wird.

■ Die Nutzung von Fördermodellen für die neuen erneuerbaren Energien reduziert das finanzielle Risiko kurz- bis mittelfristig. Die Investition in tendenziell kleinere und dafür zahlreichere Anlagen (und Technologien) mit einer vergleichsweise geringen Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren kann das Portfoliorisiko senken und die unternehmerische Flexibilität erhöhen.

Tabelle 11.1 stellt die Produktionsszenarien im Überblick dar.

Netze und Speicher.

■ Auch die Verteilnetze stehen vor einem grossen Umbruch. Bereits heute, verstärkt aber in der Zukunft, werden sich die Verteilnetze der Integration dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen stellen müssen. Dies führt zu einem deutlich erhöhten

Bedarf an Netzkapazität und einer Änderung der Betriebsweise.

■ Zur Bereitstellung der Netzkapazität werden «smarte» Netze, Energiespeicher und Last- und Erzeugungsmanagementsysteme nötig, um den erforderlichen konventionellen Ausbau der Netze auf ein effizientes Mass zu begrenzen. Zur Integration der fluktuierenden neuen erneuerbaren Energien werden daher Investitionen sowohl in die «Intelligenz» des Netzes und der Energiespeicher als auch in den Netzausbau nötig.

■ Speicher sind künftig ein wichtiger Bestandteil des Netzes, um die Integration neuer erneuerbaren Energien wie PV-Anlagen möglichst effizient zu gestalten. Hier gibt es noch grosses Entwicklungspotenzial, das ewz in Studien und Pilotprojekten analysieren muss.

■ Um ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, sollte auch die Regelbarkeit von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Reduktion der Einspeiseleistung) frühzeitig in die Überlegungen mit einbezogen werden.

■ Unabhängig der Art und Weise des Um- und Ausbaus des Verteilnetzes sind massive Investitionen nicht zu vermeiden. Diese Investitionen müssen auch als Teil der Netzkosten berücksichtigt und überwältigt werden können. Gemäss den Schätzungen des Bundesamtes für Energie (BFE) fallen wegen der Integration der dezentralen Einspeisungen in den Schweizer Verteilnetzen bis ins Jahr 2050 je nach Szenario 3,9 bis 12,6 Mrd. CHF Kosten für den Netzausbau an.

Anhang.

Literaturverzeichnis.

- Adelson & Company. (2011). Projekt Stromzukunft. Second Opinion zum Teilprojekt Angebot. Auftraggeber: Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz).
- AWEL. (2010). Energieplanungsbericht 2010. Bericht des Regierungsrates über die Energieplanung des Kantons Zürich. Zürich: Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft.
- BCG. (2010). Electricity Storage. Making Large-Scale Adaption of Wind and Solar Energies a Reality. Boston Consulting Group.
- Bébié, B., Emch, G., Gessler, R., Püntener, T. W., Gugerli, H., Schmid, F., & Willi, E. (2012). Masterplan Energie der Stadt Zürich. Herausgeberin: Stadt Zürich, Departement der Industriellen Betriebe.
- Bébié, B., Gugerli, H., Püntener, T. W., Lenzlinger, M., Frischknecht, R., & Hammer, S. (2009). LSP 4 – Nachhaltige Stadt Zürich – auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft. Auftraggeber: Stadt Zürich, EnergieSchweiz für Gemeinden, Bundesamt für Energie.
- BFE. (2008). Effizientere Nutzung von fossilen Brennstoffen und Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von Raumwärme und Elektrizität in der Schweiz. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2010a). Kostendeckende Einspeisevergütung: Vergütung für Solarstrom sinkt – «Deckel» steigt. Abgerufen am 12. Juli 2012 von Bundesamt für Energie: www.bfe.admin.ch
- BFE. (2010b). Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2011a). Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle). Zusammenfassung. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2011b). Szenarien für die EU-RES-Zielerreichung durch die Schweiz. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2012a). Energiestrategie 2050. Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbauskosten. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2012b). Zuschlag für grünen Strom und Gewässerschutz. Abgerufen am 25. Juli 2012 von Bundesamt für Energie: www.bfe.admin.ch
- BFE. (2012c). Stärkung der Stromdrehscheibe Schweiz und der Versorgungssicherheit – Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 06.3468 der UREK-N vom 11. Mai 2009. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2012d). Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Bundesamt für Energie.
- BFS. (2012). Ständige Wohnbevölkerung nach den drei Grundscenarien. Bundesamt für Statistik.
- Bloomberg New Energy Finance. (2012). Abgerufen am 30. Juli 2012 von www.bnef.com
- BSW Solar. (2012). Statistikpapier «Photovoltaik». Abgerufen am 31. Juli 2012 von Bundesverband Solarwirtschaft: www.solarwirtschaft.de
- Bürki, T. (2012). Stromzukunft: Technologiebewertung von Stromerzeugungsanlagen. Auftraggeber: Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) (unveröffentlicht), Zürich.
- Bürki, T. (27. April 2011). LSP-Projekt Beurteilung von Energienutzungstechnologien für eine zentrale oder dezentrale Energieversorgung. Departement der Industriellen Betriebe der Stadt Zürich, Zürich.

- Bundesnetzagentur. (2011). Monitoringbericht der Jahre 2006–2011. Abgerufen am 31. Juli 2012 von www.bundesnetzagentur.de
- DB. (2012). Moderne Stromspeicherung. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Deutsche Bank.
- dena. (2008). Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Deutsche Energie-Agentur.
- economiesuisse. (2012). Finanzmonitoring 2012: Stimmvolk für Schuldenbremse bei Sozialversicherungen. Dossierpolitik, Zürich.
- EDA; EVD. (2011). Strom /Energie. Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten; Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement. www.europa.admin.ch. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten; Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement: www.europa.admin.ch
- EDF. (2011). Communiqué de presse. Abgerufen am 20. Juli 2011 von Electricité de France: <http://medias.edf.com>
- eicher+pauli. (2009). Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Auftraggeber: Bundesamt für Energie (BFE).
- EICOM. (2012). Die kantonalen Strompreise im Vergleich. Abgerufen am 11. Januar 2012 von Eidgenössische Elektrizitätskommission: www.strompreis.elcom.admin.ch/
- Energieverordnung (EnV). (Stand 1. März 2012). Abgerufen am 31. Juli 2012 von www.admin.ch/
- enervis. (2011a). Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2011 – 2050. Ergebnisse Referenzszenario. Auftraggeber: ewz.
- enervis. (2011b). Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion. Biomethan oder flexible Last?
- EPIA. (2012). Market Report 2011. European Photovoltaic Industry Association.
- EPIA; Greenpeace. (2011). Solar Generation 6. European Photovoltaic Industry Association.
- ETS. (2009a). Energie-Strategie 2050. Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Energie Trialog Schweiz.
- ETS. (2009b). Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050. Energie Trialog Schweiz.
- EU. (2004/C 31.03.). Leitlinien zur Bewertung nichthorizontaler Zusammenschlüsse gemäss der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Europäische Union: <http://eur-lex.europa.eu>
- EWEA. (2011). Wind In Power; 2010 European Statistics. The European Wind Energy Association.
- ewz. (2008a). Stromzukunft Stadt Zürich. Elektrizitätswerk der Stadt Zürich.
- ewz. (2008b). Dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen. Zukunftspotenzial von wärmegeführten WKK-Anlagen in der Stadt Zürich und die Folgen auf die Stromproduktion. Elektrizitätswerk der Stadt Zürich.
- ewz. (2012). Geschäftsbericht 2011. Elektrizitätswerk der Stadt Zürich.
- Fraunhofer ISI & ISE. (2007). Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement.
- Fraunhofer ISI. (2010). Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologiebericht. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Fraunhofer IWES. (2009). Windenergie Report Deutschland 2009 – Offshore.
- Frischknecht, R., Itten, R., & Flury, K. (2012). Treibhausgas-Emissionen der Schweizer Strommixe v1.4. Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt (BAFU).
- FTD. (Oktober 2011). Stromnetz bremst Windkraft aus. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Financial Times Deutschland: www.ftd.de
- IEA – PVPS. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics. International Energy Agency.
- IEA. (2010a). World Energy Outlook. International Energy Agency.

- IEA. (2010b). Combined Heat and Power. International Energy Agency.
- IEA. (2010c). Technology Roadmap CSP. International Energy Agency.
- IEA. (2010d). Gas-Fired Power. International Energy Agency.
- IEA. (2011). World Energy Outlook 2011 – Are We Entering a Golden Age of Gas? Paris Cedex, France: International Energy Agency.
- IEA. (2011b). Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power. International Energy Agency.
- IEA. (2012). IEA-Tiefenprüfung der Schweizerischen Energiepolitik. Paris Cedex: International Energy Agency.
- IET. (2012). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Abgerufen am 31. Juli 2012 von European Commission, Institute for Energy and Transport: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- IFEU. (2009). Kurzgutachten. Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH.
- Interface; Kompetenzzentrum für Public Management der Universität Bern (kpm); Enerprice Partners AG. (2009). Beseitigung von Hemmnissen bei der Verbreitung von Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Auftraggeber: Bundesamt für Energie (BFE).
- Jakob, M., Gross, N., Flury, K., Sunarjo, B., Wallbaum, H., & Heeren, N. (2012). Energiekonzept 2050 für die Stadt Zürich – auf dem Weg zu einer 2000-Watt-tauglichen Wärmeversorgung. Zürich.
- Jarass, L., Obermair, G. M., & Voigt, W. (2009). Windenergie: Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. Springer Verlag.
- KKG. (2010). 38. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2010. Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG.
- Maddison, A. (2008). Statistics on World Population, GDP and Per Capita GDP, 1-2008 AD. Abgerufen am 11. Januar 2012 von www.ggdc.net
- Piot, M. (Februar 2010). Wärmekraftkopplung in der Schweiz. Zeitschrift Gas Wasser Abwasser gwa.
- Prognos. (2007). Die Energieperspektiven 2035 – Band 2, Szenarien I bis IV. Auftraggeber: Bundesamt für Energie (BFE).
- Prognos. (2009). Die Energieperspektiven 2035 – Band 5: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots. Auftraggeber: Bundesamt für Energie (BFE).
- Prognos. (2011). Energieszenarien für die Schweiz bis 2050. Auftraggeber: Bundesamt für Energie (BFE).
- PSI und Axpo. (2009). Systemvergleich von Strom- und Wärmeversorgung mit zentralen und dezentralen Anlagen. Auftraggeber: Energietrialog Schweiz (ETS).
- SEC. (2010). Energiestatistik seit 1910, Endenergieverbrauch. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Swiss Energy Council: www.energiestatistik.ch
- SECO. (2004). Scénarios de croissance du PIB à long terme, Note explicative. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Staatssekretariat für Wirtschaft: www.bfe.admin.ch
- SECO. (2012). Bruttoinlandprodukt, Historische Reihen: Jahresdaten ab 1948. Abgerufen am 31. Juli 2012 von Staatssekretariat für Wirtschaft: www.seco.admin.ch
- SolarPACES. (2008). Solar Power and Chemical Energy Systems. Annual Report 2007. SolarPACES.
- Sonderegger, R., & Schedler, K. (2010). Betriebliche Steuerung von kommunalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Schlussbericht zur Follow-up-Studie 2009 zur Umsetzung der Public Corporate Governance im teilliberalisierten Strommarkt. IDT-HSG.
- Stucki, M., & Frischknecht, R. (März 2010). Vermindert Fotovoltaik die Umweltintensität des Schweizer Stroms? – Erkenntnisse aktueller Ökobilanzen zu Strom aus Solarzellen. (VSE, & Electrosuisse, Hrsg.) VSE Bulletin.
- Suisse éole. (2010). Windenergie in der Schweiz – Zahlen und Fakten.
- swissgrid. (2011). Die aktuellen Energieszenarien in der Schweiz. Auswirkungen auf das Übertragungsnetz.

- TEP Energy. (2012). Konzept Energieversorgung 2050 für die Stadt Zürich. Auf dem Weg zu einer 2000-Watt-tauglichen Wärmeversorgung. Auftraggeber: Amt der Industriellen Betriebe, Amt für Hochbauten der Stadt Zürich.
- Tietjen, O. (2012). Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt. Germanwatch.
- VSE. (2009). Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.

Abbildungsverzeichnis.

Abbildung Z.1:	Strombedarf Schweiz.	6
Abbildung Z.2:	Strombedarf Stadt Zürich.	6
Abbildung Z.3:	Technischer Reifegrad.	8
Abbildung Z.4:	Produktionsentwicklung für die vier Szenarien.	10
Abbildung 2.1:	Wirtschaftswachstum der Schweiz und der EU im Vergleich.	17
Abbildung 2.2:	Strommarktliberalisierung in zwei Stufen.	19
Abbildung 2.3:	Ablauf der zweistufigen Strommarktliberalisierung in der Schweiz.	19
Abbildung 2.4:	Entwicklung der neuen erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik.	21
Abbildung 3.1:	Grenzkosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen.	24
Abbildung 3.2:	Entwicklung der spezifischen Brennstoffpreise ohne CO ₂ -Kosten.	25
Abbildung 3.3:	Entwicklung der spezifischen Brennstoffpreise mit CO ₂ -Kosten.	25
Abbildung 3.4:	Entwicklung der Gaspreise.	26
Abbildung 3.5:	Entwicklung des Kraftwerkparcs in der Schweiz.	27
Abbildung 3.6:	Entwicklung der Stromerzeugung in der Schweiz.	27
Abbildung 4.1:	Faktoren des Strombedarfs.	29
Abbildung 4.2:	Zeitliche Entwicklung der Faktoren des Strombedarfs in der Schweiz.	29
Abbildung 4.3:	Energiertarife für grosse Industriekunden.	31
Abbildung 4.4a:	Strombedarf Schweiz.	32
Abbildung 4.4b:	Strombedarf Stadt Zürich.	32
Abbildung 4.5:	Stromverbrauch nach Anwendungen.	33
Abbildung 4.6:	Verlauf des Marktanteils von ewz in der Schweiz.	35
Abbildung 4.7:	ewz-Absatz.	37
Abbildung 4.8:	Energieunternehmen in der Schweiz.	38
Abbildung 4.9:	Strombilanz des Gebäudes für die Fallstudie «Prosumer».	40
Abbildung 4.10:	Monatlicher Verbrauch für die Fallstudie «Prosumer».	40
Abbildung 4.11:	Monatlicher Bezug und Einspeisung elektrischer Energie für die Fallstudie «Prosumer».	41
Abbildung 4.12a:	Verbrauch und Produktion (sonnenarmer Wintertag).	43
Abbildung 4.12b:	Energiebezug und Einspeisung (sonnenarmer Wintertag).	43
Abbildung 4.13a:	Verbrauch und Produktion (sonnenreicher Sommertag).	43
Abbildung 4.13b:	Energiebezug und Einspeisung (sonnenreicher Sommertag).	43
Abbildung 4.14a:	Verbrauch und Produktion (bewölckter Sommertag).	43
Abbildung 4.14b:	Energiebezug und Einspeisung (bewölckter Sommertag).	43
Abbildung 5.1:	Übersicht der Wasser- und Kernkraftwerke von ewz.	46
Abbildung 5.2:	Produktionsanlagen neue erneuerbare Energien in der Schweiz.	47
Abbildung 5.3:	Übersicht der Windanlagen.	48
Abbildung 5.4:	Erwartetes Potenzial.	51
Abbildung 5.5:	Technischer Reifegrad.	52
Abbildung 5.6:	Geographische Systemgrenze der Technologien.	53
Abbildung 5.7:	Heutige und potenzielle Standorte für ausgewählte Produktionstechnologien.	54
Abbildung 5.8:	Brennstoffe von WKK-Anlagen.	56
Abbildung 5.9:	Produktionsprofil Sommertag.	61
Abbildung 5.10:	Produktionsprofil Wintertag.	61
Abbildung 5.11:	Durchschnittliche jährliche Verteilung der Produktion Schweiz.	61
Abbildung 5.12:	Exemplarische Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.	61
Abbildung 5.13:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute (2012).	61
Abbildung 5.14:	Produktionsprofil Sommerwoche.	63
Abbildung 5.15:	Produktionsprofil Winterwoche.	63
Abbildung 5.16:	Jährliche Verteilung der Produktion.	63
Abbildung 5.17:	Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.	63
Abbildung 5.18:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute.	63
Abbildung 5.19:	Produktionsprofil Sommerwoche.	65

Abbildung 5.20:	Produktionsprofil Winterwoche.	65
Abbildung 5.21:	Jährliche Verteilung der Produktion.	65
Abbildung 5.22:	Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.	65
Abbildung 5.23:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute.	65
Abbildung 5.24:	Produktionskosten (heute, Prognose).	65
Abbildung 5.25:	Produktionsprofil Sommerwoche.	67
Abbildung 5.26:	Produktionsprofil Winterwoche.	67
Abbildung 5.27:	Jährliche Verteilung der Produktion.	67
Abbildung 5.28:	Verfügbarkeit der Leistung pro Jahr.	67
Abbildung 5.29:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute.	67
Abbildung 5.30:	Produktionskosten (heute, Prognose).	67
Abbildung 5.31:	Relation zwischen Sonneneinstrahlung und Produktion.	69
Abbildung 5.32:	Typische Betriebsweise eines Solarthermiekraftwerks.	69
Abbildung 5.33:	Jährliche Verteilung der Produktion.	69
Abbildung 5.34:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute.	69
Abbildung 5.35:	Produktionskosten (heute, Prognose).	69
Abbildung 5.36:	Produktionsprofil Sommerwoche.	71
Abbildung 5.37:	Produktionsprofil Winterwoche.	71
Abbildung 5.38:	Jährliche Verteilung der Produktion.	71
Abbildung 5.39:	Produktionskosten 2012, Vergleich der Technologien.	71
Abbildung 5.40:	Produktionskosten industrielle Biogasanlage (heute, Prognose).	71
Abbildung 5.41:	Produktionsprofil Sommerwoche.	73
Abbildung 5.42:	Produktionsprofil Winterwoche.	73
Abbildung 5.43:	Zusammensetzung der Produktionskosten heute.	73
Abbildung 5.44:	Produktionskosten (heute, Prognose).	73
Abbildung 5.45:	Vergleich der technologiespezifischen Investitionskosten.	74
Abbildung 5.46:	Vergleich der technologiespezifischen Produktionskosten.	75
Abbildung 6.1:	Lernkurve einer Technologie.	82
Abbildung 6.2:	Wirtschaftlichkeit und erwartetes Potenzial.	84
Abbildung 6.3:	Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit.	85
Abbildung 6.4:	Risiken und Umsetzbarkeit.	86
Abbildung 6.5:	PEF und CO ₂ -Äquivalente der Stromproduktionstechnologien.	87
Abbildung 6.6:	Umweltverträglichkeit.	87
Abbildung 6.7:	Bewertung der Stromproduktionstechnologien.	88
Abbildung 6.8:	Bewertung der Stromproduktionstechnologien.	89
Abbildung 7.1:	Netzebenenmodell Schweiz.	91
Abbildung 7.2:	Verteilnetzgebiete Mittelbünden und Bergell.	95
Abbildung 7.3:	Verteilnetz Stadt Zürich.	95
Abbildung 8.1:	Charakteristika von Wind- und PV-Anlagen.	100
Abbildung 8.2:	Energiekapazität und Leistungsabgabe verschiedener Speichertechnologien.	103
Abbildung 8.3:	Geschätzte Speicherkosten für das Jahr 2025.	104
Abbildung 8.4:	Elektrothermischer Speicher (ETES).	106
Abbildung 9.1a:	Produktion aus Wasserkraftwerken: Ohne Rekonzessionierung.	109
Abbildung 9.1b:	Produktion aus Wasserkraftwerken: Mit Rekonzessionierung.	109
Abbildung 9.2:	Produktion aus Kernkraftwerken.	110
Abbildung 9.3a:	Ausbaupfad «Moderates Wachstum».	112
Abbildung 9.3b:	Ausbaupfad «Starkes Wachstum».	112
Abbildung 9.4:	Zubau an Gas- und Dampfkraftwerken.	113
Abbildung 9.5a:	Produktion in Szenario 1.	116
Abbildung 9.5b:	Installierte Leistung in Szenario 1.	116
Abbildung 9.6a:	Anteil Produktion in der Schweiz in Szenario 1.	116
Abbildung 9.6b:	Anteil stochastischer Leistung in Szenario 1.	116
Abbildung 9.7:	Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 1.	117
Abbildung 9.8a:	Produktion in Szenario 2.	117
Abbildung 9.8b:	Installierte Leistung in Szenario 2.	117

Abbildung 9.9a:	Anteil Produktion in der Schweiz in Szenario 2.	117
Abbildung 9.9b:	Anteil stochastischer Leistung in Szenario 2.	117
Abbildung 9.10:	Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 2.	118
Abbildung 9.11a:	Produktion in Szenario 3.	119
Abbildung 9.11b:	Installierte Leistung in Szenario 3.	119
Abbildung 9.12a:	Anteil Produktion in der Schweiz in Szenario 3.	119
Abbildung 9.12b:	Anteil stochastischer Leistung in Szenario 3.	119
Abbildung 9.13:	Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 3.	120
Abbildung 9.14a:	Produktion in Szenario 4.	121
Abbildung 9.14b:	Installierte Leistung in Szenario 4.	121
Abbildung 9.15a:	Anteil Produktion in der Schweiz in Szenario 4.	121
Abbildung 9.15b:	Anteil stochastischer Leistung in Szenario 4.	121
Abbildung 9.16:	Primärenergiefaktor und Emissionen in Szenario 4.	122
Abbildung 9.17a:	Vergleich der Gesamtproduktion inklusive geförderten Stroms.	123
Abbildung 9.17b:	Vergleich der Gesamtproduktion exklusive geförderten Stroms.	123
Abbildung 9.18a:	Vergleich der Gesamtleistung inklusive geförderten Stroms.	123
Abbildung 9.18b:	Vergleich der Gesamtleistung exklusive geförderten Stroms.	123
Abbildung 9.19a:	Stochastische Leistung.	124
Abbildung 9.19b:	Stochastische Leistung prozentual.	124
Abbildung 9.20a:	Vergleich der absoluten Produktion in der Schweiz.	124
Abbildung 9.20b:	Vergleich der prozentualen Produktion in der Schweiz.	124
Abbildung 9.21:	Ökologischer Vergleich der Szenarien.	125
Abbildung 10.1:	Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 1.	130
Abbildung 10.2:	Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 1.	131
Abbildung 10.3:	Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 1.	131
Abbildung 10.4:	Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 2.	132
Abbildung 10.5:	Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 2.	133
Abbildung 10.6:	Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 2.	133
Abbildung 10.7:	Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 3.	134
Abbildung 10.8:	Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 3.	135
Abbildung 10.9:	Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 3.	135
Abbildung 10.10:	Investitionsvolumen pro Dekade in Szenario 4.	136
Abbildung 10.11:	Entwicklung der Produktionskosten in Szenario 4.	137
Abbildung 10.12:	Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) in Szenario 4.	137
Abbildung 10.13:	Kumulierte Investitionen und Produktion.	138

Tabellenverzeichnis.

Tabelle Z.1:	Stromproduktion und installierte Leistung von ewz (2011).	7
Tabelle Z.2:	Zusammensetzung der vier Produktionsszenarien.	9
Tabelle 3.1:	Fundamentalmodell enervis 2011.	24
Tabelle 4.1:	Absatzrelevante Aspekte des StromVG.	34
Tabelle 4.2:	Definition der Regulierungsszenarien.	34
Tabelle 4.3:	Marktteilnahme und Wettbewerbsumfeld der Regulierungsszenarien.	35
Tabelle 4.4:	Annahmen zu Marktteilnahmequoten und Lieferantenwechselrate.	36
Tabelle 4.5:	Deckungsgrad der verschiedenen Anwendungen nach Monaten.	41
Tabelle 4.6:	Gleichzeitige Nutzung von PV-Strom und Netzbezug nach Anwendungen	41
Tabelle 5.1:	Übersicht der Wasserkraftwerke ewz.	46
Tabelle 5.2:	Übersicht der Kernkraftwerke ewz.	47
Tabelle 5.3:	Übersicht der Anlagen neuer erneuerbaren Energien von ewz.	49
Tabelle 5.4:	Installierte Leistung und Stromproduktion von ewz (2011).	50
Tabelle 5.5:	Zusammenfassung der Vor- und Nachteilen von BHKW und GuD-Kombikraftwerken.	58
Tabelle 5.6:	Übersicht der zukünftigen Produktionstechnologien.	59
Tabelle 5.7:	Übersicht der betrachteten Aspekte.	59

Tabelle 6.1:	Übersicht der Kriterien für die Technologienbewertung.	80
Tabelle 6.2:	Eigenwert der Primärenergieressourcen.	83
Tabelle 8.1:	Gegenüberstellung der Technologien.	104
Tabelle 9.1:	Übersicht der eigenen Wasserkraftanlagen.	108
Tabelle 9.2:	Übersicht der Wasserkraftanlagen der Partnerwerke.	108
Tabelle 9.3:	Durchschnittliche Produktion der Kernkraftwerke.	110
Tabelle 9.4:	Übersicht der Anlagen neuer erneuerbaren Energien von ewz.	111
Tabelle 9.5:	Produktion im Jahr 2050 (gerundet).	112
Tabelle 9.6:	Übersicht der Produktionsszenarien.	114
Tabelle 11.1:	Definitionen und Ergebnisse der Produktionsszenarien.	143

Abkürzungsverzeichnis.

AKEB	Aktiengesellschaft für Kernenergiebeteiligungen Luzern
AKW	AG Kraftwerk Wägital
ARA	Abwasserreinigungsanlage
B&U	Betrieb und Unterhalt
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Brutto Inland Produkt
BKW	BKW FMB Energie AG
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermie)
CSS	Carbon Capture and Storage (Sequestrierung und Speicherung von CO ₂)
DSM	Demand Side Management (Management der Nachfrage)
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes (Operatives Ergebnis vor Fremdkapitalzinsen und Steuern)
EDF	Électricité de France
EEG	Deutsches Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurztitel: Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ETES	Elektrothermischer Energiespeicher
ETS	Emission Trading System (Europäisches Zertifikatehandelssystem)
F & E	Forschung und Entwicklung
GuD	Kombinierte Gas- und Dampfturbinen
IEA	Internationale Energie Agentur
KEV, KEV-Satz	Kostendeckende Einspeisevergütung
KHR	Kraftwerke Hinterrhein AG
KKW	Kernkraftwerke
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KWO	Kraftwerke Oberhasli AG
LCA	Life Cycle Analysis
LCoE	Levelized Cost of Electricity
NPV	Net Present Value
OFIBLE	Blenio Kraftwerke
OFIMA	Maggia Kraftwerke
OTC	Over The Counter
P + D	Pilot- und Demonstrationsanlage
PEF	Primärenergiefaktor
PFC	Price Forward Curve
PV	Photovoltaik
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und architektenverein
TRL	Tertiärregelleistung
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital

WEA	Windenergieanlagen
WEO	World Energy Outlook
WKK	Wärmeerkraftkopplung
WKW	Wasserkraftwerke

Masseinheiten.

kW = Kilowatt (1000 Watt)

MW = Megawatt (1 Mio. Watt)

GW = Gigawatt (1 Mrd. Watt)

Wh = Wattstunde

kWh = Kilowattstunde (1000 Wattstunden)

MWh = Megawattstunde (1 Mio. Wattstunden)

GWh = Gigawattstunde (1 Mrd. Wattstunden)

kV = Kilovolt (1000 Volt)

kVA = Kilovoltampère (1000 Voltampère)

MVA = Megavoltampère (1 Mio. Voltampère)

TW = Terawatt (1000 Mrd. Watt)

TWh = Terawattstunde (1000 Mrd. Wattstunden)

MJ = Megajoule (1 Mio. Joule)

Glossar.

Ausgleichsenergie	Abweichung vom prognostizierten Bezug oder von der prognostizierten Lieferung an einen Bilanzkreis (vgl. Definition). Die Ausgleichsenergie wird durch den Übertragungsnetzbetreiber als Regelleistung beschafft und den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt (falls sie zu wenig prognostizierten), respektive vergütet (falls sie die Ausgleichsenergie liefern).
Backup-Energie	Siehe Regelleistung.
Bandlast (Grundlast)	Unter Bandlast wird der Anteil der elektrischen Leistung verstanden, der andauernd gebraucht wird. Darüber hinaus benötigte Leistung wird als Spitzenlast bezeichnet. Verbrauchsgeräte in der Grundlast sind z. B. permanent betriebene Industriemaschinen, Kühlaggregate, Heimelektronik (Standby-Betrieb).
Base/Baseload (Bandlieferung)	Bandlieferung ist die Belieferung einer Verbrauchsstätte mit elektrischer Energie mit einer fest definierten (und konstanten) Leistung rund um die Uhr für einen bestimmten Zeitraum (Tag, Woche, Monat, Quartal, Jahr).
Baseload-Preis	Mittelwert der Preise der einzelnen Stunden des Base-Zeitraumes.
Bilanzkreis (DE), Bilanzgruppen (A, CH)	Bilanzgruppen sind virtuelle Gebilde innerhalb einer Regelzone, zusammengesetzt aus beliebig vielen Einspeise- und Entnahmestellen. Durch diese lassen sich Bilanzen der benötigten und zur Verfügung gestellten Energie erstellen. Die Bilanzgruppenverantwortlichen müssen zu jedem Zeitpunkt die festgestellte Nachfrage durch Produktion oder Einkauf befriedigen können. Wenn die Nachfrage von der Prognose abweicht, wird dem Bilanzgruppenverantwortlichen Ausgleichsenergie abgerechnet. In der Schweiz gibt es rund 90 Bilanzgruppenverantwortliche und 130 aktive Bilanzgruppen.
CO₂-äquivalente Emissionen	Der Treibhausgas-Emissionskoeffizient ist die Menge der durch den Verbrauch einer Einheit (z. B. 1 kWh) Strom emittierten Treibhausgase, ausgedrückt in CO ₂ -Äquivalenten. Dabei werden alle Treibhausgasemissionen nebst CO ₂ (wie z. B. Methan, Lachgas und synthetische Gase), in CO ₂ -Äquivalente umgerechnet. Es gilt die gleiche Systemgrenze wie für die Berechnung des PEF (d. h. inkl. Emissionen bei Gewinnung des Primärenergieträgers, Umwandlung, Transport und Verteilung sowie Bau von Anlagen).
CO₂-Kompensation, CO₂-Zertifikate	Der Emissionshandel ist ein Instrument der Umwelt- und Klimapolitik mit dem Ziel, Schadstoffemissionen mit möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten zu verringern. Es werden für alle Beteiligten maximal erlaubte Emissionsgrenzen festgelegt und die entsprechende Anzahl Zertifikate verteilt. Wer die erlaubten Werte überschreitet, muss zusätzliche Zertifikate kaufen (von jemandem der weniger als erlaubt emittiert hat), um den CO ₂ -Ausstoß so zu kompensieren.
Day-ahead	Im Day-ahead-Handel (Heute-für-Morgen-Geschäft) geht es um Geschäfte, bei denen die Stromlieferung und die damit verbundene Bezahlung am Folgetag erfolgen. In der Regel werden derartige Geschäfte dem Spotmarkt – und nicht dem Terminmarkt – zugerechnet. Auch im OTC-Markt wird häufig Day-ahead gehandelt. (vgl. «Spotmarkt»)
Earnings Before Interest and Taxes (EBIT)	Das EBIT (wörtlich übersetzt «Gewinn vor Zinsen und Steuern»), welches auch als operatives Ergebnis bezeichnet wird, ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl und sagt etwas über den betrieblichen Gewinn eines Unternehmens in einem bestimmten Zeitraum aus.
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Deutsches Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (siehe auch Fördermodell). Es regelt die bevorzugte Einspeisung von erneuerbaren Energien ins Stromnetz und garantiert den Produzenten eine feste Einspeisevergütung.
Endenergie	Energie, so wie sie beim Verbraucher in Form von Brenn- und Treibstoffen oder elektrischer Energie ankommt, bezeichnet man als Endenergie; d. h. von der Primärenergie werden die Umwandlungs- und Transportverluste abgezogen.
(ewz-) Energiecontracting	ewz konzipiert und entwickelt zusammen mit seinen Kundinnen und Kunden Lösungen für die Versorgung von Gebäuden mit Wärme, Kälte, konditionierter Luft und anderen Medien. Dabei plant, finanziert, baut und betreibt ewz die benötigten Energieversorgungsanlagen, die in ewz-Besitz sind.
EU-Klimaziele 20-20-20	Im Jahr 2007 formulierte die EU ihre Energieziele bis 2020: 20 Prozent weniger Energieverbrauch, 20 Prozent weniger Treibhausgasausstoß sowie einen Anteil der erneuerbaren Energien von 20 Prozent am Gesamtverbrauch.

Fördermodell	<p>In der Politik werden verschiedene Fördermodelle eingesetzt, welche die Stromproduktion durch erneuerbare Energien unterstützen.</p> <p>In der Schweiz und in Deutschland sind Anreizmodelle im Einsatz. Sie werden nachfolgend beschrieben. Daneben gibt es auch die Möglichkeit von Quotenmodellen, in welchen z. B. der Staat eine Quote für erneuerbare Energien festsetzt, die von den Energieversorgern den Kundinnen und Kunden verteilt werden muss.</p> <p>In der Schweiz ist das Fördermodell die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Seit dem 1. Januar 2009 werden Produzenten von Strom aus Windenergie, Kleinwasserkraft, Biomasse, Photovoltaik oder Geothermie mit einem garantierten Vergütungstarif für den ins Netz eingespeisten Strom entschädigt. Zur Förderung der einheimischen und erneuerbaren Energien soll mit der KEV die Differenz zwischen den Produktionskosten und dem aktuellen Marktpreis beglichen werden. Damit ist es für Anlagebetreiber möglich, Energie wirtschaftlich zu erzeugen. Die elektrische Energie wird zum Marktpreis verkauft, dem Anlagebetreiber aber 20 bis 25 Jahre lang eine Vergütung pro produzierte Energiemenge bezahlt. Die Vergütung ist von der Technologie und Anlagengrösse abhängig. Für Photovoltaikanlagen beträgt die jährliche Absenkung der Vergütung 8 Prozent. Zur Finanzierung der Vergütung bezahlen die Endkundinnen und -kunden einen Zuschlag auf die Stromübertragungskosten in den KEV-Vergütungstopf (bis 2013 maximal 0,9 Rp./kWh).</p> <p>In Deutschland legt das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) die relevanten Fördermodelle fest. Anlagebetreiber erhalten 15 bis 20 Jahre lang eine festgelegte Einspeisevergütung für ihren erzeugten Strom und Netzbetreiber werden zu dessen vorrangiger Abnahme verpflichtet. Die Vergütungssätze sind nach Technologien und Standorten differenziert und sollen einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen. Der für neu installierte Anlagen festgelegte Satz sinkt jährlich um einen bestimmten Prozentsatz (Degression). Durch diese stetige Degression wird ein Kostendruck im Sinne einer gewollten Anreizregulierung erzeugt: Anlagen sollen effizienter und kostengünstiger hergestellt werden, um langfristig auch ohne Hilfen am Markt bestehen zu können. Gefördert wird die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie sowie solarer Strahlungsenergie (zum Beispiel Photovoltaik). Ab Anfang dieses Jahres kennt das EEG auch ein Marktprämienmodell für eine Direktvermarktung von Strom aus Photovoltaikanlagen.</p>
Gestehungskosten	Gestehungskosten basieren auf einer Vollkostenrechnung für sämtliche betrieblichen Tätigkeiten, die nötig sind, um Kundinnen und Kunden mit Strom zu versorgen (Energiebeschaffung, Material und Personalaufwand sowie Finanzaufwand und Abschreibungen sowie übriger Betriebsaufwand wie Steuern, Mieten etc.).
Gleichgewichtspreis	Der Schnittpunkt zwischen der Angebots-(Merit-Order-) und der Nachfragekurve, der den Gleichgewichtspreis des Marktes bestimmt. Bei diesem Preis vermag das Angebot die Nachfrage genau zu decken.
Grenzkapazitäten	Kapazitäten für die Stromübertragung zwischen den grenzüberschreitenden Marktgebieten.
Grenzkosten	Bezeichnen diejenigen Kosten, welche für eine zusätzlich produzierte Energieeinheit aufzuwenden sind.
Grid parity	Siehe Netzparität.
Grundlast	Siehe Bandlast.
Heimfall	Der Begriff Heimfall bezeichnet allgemein den Übergang eines Nutzungsrechtes auf den ursprünglichen Rechtsinhaber. Für ewz ist dies besonders in Bezug auf die Konzessionen für die Nutzung der Gewässer für Wasserkraftwerke relevant. Das Schweizer Gesetz zu Wassernutzung schreibt vor, dass nach Ablauf der Konzession die Anlagen unentgeltlich wieder zurück an den Kanton oder die Gemeinde fallen, worauf diese oder dieser die Konzession erneut ausschreiben kann. Die Konzessionen haben üblicherweise eine Dauer von 40 bis 80 Jahren.
Heimfallverzichtsentschädigung (HFVE)	Betrag, der einer Gemeinde respektive einem Kanton als Entschädigung für deren Verzicht des Heimfalls eines Kraftwerks nach Ablauf der Konzession bezahlt wird. Eine solche Zahlung ist im Rahmen einer Erneuerung der Konzession durch den Betreiber des Wasserkraftwerks fällig.
Installierte Leistung	Bezogen auf Kraftwerke entspricht die installierte Leistung der maximalen (theoretischen) elektrischen Leistung, auch Nennleistung genannt, der bestehenden Stromerzeugungsanlagen in einem definierten Gebiet.

Intraday	Im Intraday-Handel werden Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. Börsenteilnehmende kaufen auf Grund eines erhöhten Bedarfs zusätzliche Strommengen ein oder veräußern überschüssige Mengen. Das Ziel des Intraday-Handels besteht darin, kurzfristig Abweichungen von Verbrauchsprognosen zu berücksichtigen und Fahrplanabweichungen zu vermeiden.
Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)	Siehe Fördermodell.
Levelized Cost of Electricity (LCoE)	Dieser standardisierte Ansatz erlaubt es, die Produktionskosten verschiedener Technologien zu vergleichen. Dabei werden innerhalb einer gewissen Amortisationsdauer alle Ausgaben – also Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten, allfällige Brennstoff- und CO ₂ -Kosten – durch die kumulierte Produktion dividiert. Geldflüsse und Produktion werden jeweils mit einem konstanten Zinssatz diskontiert. Die Produktionskosten der Anlage entsprechen dem Preis, der erzielt werden muss, um innerhalb der Amortisationsdauer die Anlage rentabel zu betreiben.
Life Cycle Analysis (LCA)	Life Cycle Analysis (auch Life Cycle Assessment) ist eine Methode zum Vergleich verschiedener Technologien oder Produkte. Die Umweltwirkungen werden über den gesamten Lebenszyklus anhand einer Einheit (z. B. 1 kWh Strom) systematisch erfasst und bewertet. Damit lassen sich die Umweltwirkungen von der Rohstoffentnahme bis zur Entsorgung der Produktionsabfälle erfassen und beurteilen. In den Ergebnissen enthalten sind auch alle Umweltwirkungen der Infrastrukturaufwendungen entlang der Energiebereitstellung (Erstellung Staumauer, Kernkraftwerk, Raffinerie, Bohrseln, Stahlwerk etc.).
Marginale Kosten	siehe Grenzkosten.
Merit-Order	Die Merit-Order stellt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke dar. Sie wird durch die Grenzkosten (beispielsweise die Brennstoffkosten) der Stromerzeugung bestimmt; mit steigender Nachfrage und somit steigendem Strompreis werden Kraftwerke mit entsprechend höheren Grenzkosten zugeschaltet. (Merit-Order-Struktur = Grenzkostenstruktur)
Netznutzungstarife	Die Netznutzungstarife oder -entgelte sind Entgelte, die Strom- und Gasnetzbetreiber für die Netznutzung zur Netzdurchleitung von den Netznutzern erheben. Unter den Kosten für die Netznutzung werden Kapital- und Betriebskosten, Kosten für Systemdienstleistungen (Messdatenmanagement, Spannungshaltung, etc.) und Abgaben und Leistungen für Gemeinwesen verstanden.
Netzparität	Netzparität bezeichnet die Situation gleicher Kosten für selbst erzeugte und eingekaufte elektrische Energie. Netzparität gilt üblicherweise als erreicht, wenn aus Sicht der Endverbraucher und -verbraucherinnen selbst produzierter Strom dieselben Kosten je Kilowattstunde verursacht wie der Kauf von einem Energieunternehmen, also der Strombezug über das Netz (inkl. Entgelt für Netznutzung, Abgaben und Leistungen).
Offpeak-Preis	Strompreis der Stunden, in denen die Nachfrage tief ist. Mit Offpeak ist in der Regel die Zeit zwischen 20 und 8 Uhr und das Wochenende gemeint.
On-/offshore	Die Unterscheidung wird bezüglich der Lage von Windkraftwerken gemacht. Onshore bezeichnet den Standort von Turbinen auf dem Land, offshore die Windkraftanlagen, die vor der Küste im Meer installiert sind.
Opportunitätskosten	Opportunitätskosten sind entgangene Erlöse (allgemeiner: entgangener Nutzen), die dadurch entstehen, dass vorhandene alternative Möglichkeiten (Opportunitäten) nicht wahrgenommen werden.
Over The Counter (OTC)	Unter OTC-Geschäften versteht man generell ausserbörslichen Handel (in diesem Fall Stromhandel).
Peak, Peakload	Peak bezeichnet eine Energiebezugsspitze, d. h. die Nachfrage nach Energie ist hoch, was an Werktagen zwischen 8 Uhr und 20 Uhr der Fall ist. Dementsprechend ist zu dieser Zeit auch der Energiepreis hoch.
Preiselastizität	Die Preiselastizität ist ein Mass dafür, welche relative Änderung sich bei der Nachfragemenge ergibt, wenn eine relative Preisänderung eintritt. Je höher die Preiselastizität ist, desto stärker reagiert die Nachfrage auf Preisänderungen.

Price Forward Curve	Die Price Forward Curve (PFC) wird auf Grundlage der beobachteten, historischen Terminmarktpreise, der aktuellen Preise zukünftiger Marktlieferungen und der Abschätzung zukünftiger Entwicklungen bestimmt. Sie rechnet die Terminpreise (Wochen, Monate, Quartale, Kalenderjahre) anhand der stündlichen Struktur der historischen Spotmarktpreise auf die einzelnen Stundenpreise herunter.
Primärenergie	Primärenergie umschreibt den ursprünglichen energetischen Zustand eines Energieträgers, bevor jegliche Energieumwandlung stattgefunden hat. Die Bezeichnung gilt somit für Energieträger wie Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran, aber auch Wasser, Wind und Sonne, die für die Stromerzeugung eingesetzt werden.
Primärenergiefaktor (PEF)	Der PEF ist definiert als die Primärenergiemenge, die erforderlich ist, um der Verbraucherin und dem Verbraucher eine bestimmte Endenergiemenge zuzuführen (kWh Primärenergie pro kWh Endenergie). Dieser Faktor berücksichtigt die zusätzliche Energie, die notwendig ist, um die Energie zu gewinnen, umzuwandeln, zu raffinieren, zu transportieren und zu verteilen.
Primärregelung	Siehe Regelleistung.
Produktionskosten	Operative Kosten der Stromerzeugung inklusive Kapitalkosten und Abschreibungen pro kWh.
Prosumer	Der Begriff Prosumer (Zusammensetzung aus den Begriffen producer und consumer) bezeichnet Kundinnen und Kunden, die Strom nicht nur konsumieren, sondern in kleinen Anlagen auch produzieren.
Quotenmodell	Siehe Fördermodell.
Regelleistung, Regelenergie	<p>Die Regelleistung respektive Regelenergie gewährleistet die Stromversorgung bei unvorhergesehenen Ereignissen, indem sie die fehlende Leistung respektive Energie zur Verfügung stellt. Sie wird kurzfristig über die Leistungsanpassung von regelfähigen Kraftwerken (schnell anlaufende Kraftwerke wie GuD oder Pumpspeicherkraftwerke) reguliert. Hier wird nach Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Primärregelenergie muss zur Hälfte innerhalb von fünf Sekunden und insgesamt innerhalb von 30 Sekunden aktivierbar sein. Meist werden Dampfturbinen-, Speicherwasser-, Pumpspeicherwasser- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, die entweder im Teillastbetrieb operieren oder im Bedarfsfall gestartet werden. Wegen des kurzfristigen und ungewissen Einsatzes der Regelenergie ist ihr Preis meist deutlich höher als der für längerfristig planbare Stromprodukte. ▪ Sekundärregelung ersetzt oder unterstützt die Primärregelung nach einigen Minuten bei zu grossen unerwarteten Schwankungen der Netzfrequenz oder der Leistung innerhalb einer definierten Regelzone. ▪ Tertiärregelung wird manuell zugeschaltet, wenn die Primär- und Sekundärregelung nicht ausreichend ist bzw. damit die für die Primär- und Sekundärregelung benötigten Kapazitäten wieder frei werden.
Rekonzessionierung	Die Erneuerung von Konzessionen für die Nutzung von Gewässern in Zusammenhang mit dem Betrieb von Wasserkraftwerken vor deren Ablauf. Konzessionsgeber sind die entsprechenden Gemeinden und Kantone; Konzessionsnehmer die Kraftwerksbetreiber.
Repowering	Repowering bezeichnet das Ersetzen oder die Erneuerung alter Anlagen zur Stromerzeugung. Der Begriff wird vor allem im Zusammenhang mit Windkraftanlagen verwendet.
Reservekapazität	Kapazität zur Stromerzeugung, welche für die Regelung zurückgehalten wird.
Residuallast	Der Begriff Residuallast (lat. residuum, «Rest») bezeichnet die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Leistung (Last), abzüglich eines Anteils fluktuierender Einspeisung aus nicht steuerbaren Kraftwerken wie z. B. Windkraftwerken. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss.
Ressourcenrente	Die Ressourcenrente dient als Grundlage für eine Nutzungsentschädigung einer natürlichen Ressource, für welche es keinen Marktpreis gibt. Bei deren Nutzung stellt sich das Problem der Bestimmung eines angemessenen und ökonomisch sinnvollen Preises. Dies gilt für alle natürlichen Ressourcen wie zum Beispiel Öl, Kohle oder Uran. Es werden verschiedene Methoden für die Abgeltung der Nutzung dieser Ressourcen angewandt wie zum Beispiel eine Mengensteuer, Konzessionsabgaben oder eine spezielle Abgabe, welche auf dem Extragewinn der Unternehmungen (d. h. dem Gewinn, welcher über einer angemessenen Rendite auf dem eingesetzten Kapital anfällt) erhoben wird.
Sekundärregelung	Siehe Regelleistung.

Short-Positionen	Im Strommarkt hält ein Versorger eine Short-Position, wenn die an Kundinnen und Kunden zu liefernde Menge die eigene Produktion und die bisherigen Einkäufe übersteigt. Eine Short-Position kann durch den Leerverkauf eines Terminkontrakts entstehen. Das heisst, es wird ein Vertrag zur Lieferung einer bestimmten Menge in der Zukunft eingegangen, die der Verkäufer aber nicht hat. Der Verkäufer muss diese Position vor Fälligkeit wieder durch ein Gegengeschäft (Kauf) ausgleichen. Der Verkäufer kann hierbei von fallenden Kursen zwischen Verkaufs- und Rückkaufszeitpunkt profitieren. Allerdings trägt der Verkäufer auch das Risiko steigender Preise. Das Gegenteil wird Long-Position genannt.
Smart Grid	Unter einem Smart Grid wird ein Elektrizitätsnetz verstanden, das den Austausch elektrischer Energie zwischen den unterschiedlichen Erzeugern sowie Konsumentinnen und Konsumenten unter Einbezug von Mess-, Kommunikations- und Informationstechnik sicherstellt. Dabei werden Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten geschaffen, die eine optimale Nutzung des Netzes ermöglichen.
Smart Metering	Ein intelligenter Zähler (engl. smart meter) ist ein Zähler für Energie, z. B. Strom oder Gas, der den Nutzerinnen und Nutzern des jeweiligen Anschlusses den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit anzeigt. Modellabhängig können intelligente Zähler die erhobenen Daten automatisch an das Energieversorgungsunternehmen übertragen. Solche Übertragungsvorgänge und die damit verbundenen Prozesse, Systemlösungen und Dienste werden unter Smart Metering zusammengefasst.
Spitzenlast	Höchstwert der Leistung, die ein Energieversorger während einer gewissen kurzen Zeit zur Verfügung stellen muss.
Spotmarkt	Am Spotmarkt wird Strom zeitnah (in der Regel für den nächsten Tag) gehandelt. Er wird im Wesentlichen von Energieunternehmen und Grosskundinnen und -kunden genutzt, um kurzfristig ihr Stromportfolio zu optimieren, z. B. die Produktion an die Witterung anzupassen oder Kraftwerksausfälle zu kompensieren (vgl. «Day-ahead»).
Spread	Als Spread wird in der Regel die Preisdifferenz zwischen einzelnen Produkten bezeichnet. Hierbei gibt es Spreads zwischen Peakload und Offpeak, zwischen Lieferperioden wie z. B. 4. Quartal gegen 1. Quartal aber auch zwischen «Bid» und «Ask».
Sunk Costs	Sunk Costs (deutsch: versunkene Kosten, oft auch als irreversible Kosten bezeichnet), sind Kosten, die bereits entstanden sind oder die unwiderruflich anfallen werden. Ihr zentrales Merkmal ist, dass sie in der Gegenwart und in der Zukunft nicht mehr beeinflusst werden können – daher die Bezeichnung «versunken».
Systemdienstleistungen	Als Systemdienstleistungen werden die von Strommarktteilnehmenden erbrachten Dienstleistungen verstanden, die den stabilen Betrieb der Netze sicherstellen wie z. B. Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit und der Spannungshaltung. Hierunter fällt aber auch das Messdatenmanagement. In der Schweiz ist Swissgrid für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Swissgrid besitzt selber keine Kraftwerke und kauft die Systemdienstleistungen deshalb an einem eigens geschaffenen Markt ein. Die bekanntesten und auch teuersten Systemdienstleistungen dienen der Netzregelung.
Tertiärregelung	Siehe Regelleistung.
Unbundling	Als Unbundling bezeichnet man die eigentumsrechtliche Entflechtung hinsichtlich der Stromerzeugung und der dazugehörigen Elektrizitätsnetze. Das angestrebte Ziel dabei ist, die Strompreise und Netztarife zu optimieren und sich von den jeweiligen Stromanbietern unabhängiger zu machen. Zudem soll es dadurch zu einem offeneren Wettbewerb unter den Energielieferanten kommen und das Risiko von Preisabsprachen minimiert werden. Das Unbundling kann von einer funktional und organisatorisch bis hin zur eigentumsrechtlichen Trennung führen.
Volllaststunden	Dieser Wert ergibt sich, indem man die jährlich erzeugte Energiemenge (Wh) durch die maximale Leistung (W) der Anlage dividiert. Somit erhält man die Anzahl Stunden, in denen das Kraftwerk unter Volllast die entsprechende Energiemenge produziert. In der Realität arbeitet die Anlage aber häufig längere Zeit, dafür unter reduzierter Leistung.

Weighted Average Cost of Capital (WACC)	<p>Weighted Average Cost of Capital (WACC, gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz) bezeichnet die Kapitalkosten eines Unternehmens unter Berücksichtigung seiner Finanzierungsstruktur und den Opportunitätskostensätzen für Fremd- und Eigenkapital. Diese Kennzahl widerspiegelt somit das Risiko respektive die Kapitalkosten aller laufenden Investitionsprojekte (Produktionsanlagen, Netzinfrastruktur etc.) eines Unternehmens und wird daher oft verwendet, um eine geforderte Mindestrendite für neue Investitionsprojekte abzuleiten.</p>
Wertigkeit/Wert des Stroms	<p>Der Wert des produzierten Stroms hängt vom Einspeiseverhalten der Technologie ab. Zu Spitzenverbrauchszeiten (z. B. am Morgen) kann die erhöhte Nachfrage auf dem Strommarkt zu einem höheren Strompreis als zu Zeiten mit geringerer Nachfrage (z. B. in der Nacht) führen. Strom aus Anlagen, welche gezielt während solchen Zeiten mit hoher Nachfrage produzieren, kann teurer verkauft werden und besitzt somit eine höhere Wertigkeit.</p>

Unsere Zukunft ist erneuerbar!

ewz-Stromzukunft 2012–2050.

Atomausstieg, Klimaziele, Marktliberalisierung, neue Technologien: Der Elektrizitätsmarkt ist im Umbruch und stellt Energieunternehmen, Politik und Gesellschaft vor grosse Herausforderungen. Der Bericht ewz-Stromzukunft 2012–2050 analysiert die heutige Situation und erarbeitet auf dieser Grundlage sowie unter Berücksichtigung verschiedener Unsicherheiten Szenarien, um die Zukunft fassbar und Chancen für ein nachhaltiges Stromsystem erkennbar zu machen.

ewz
Tramstrasse 35
8050 Zürich
www.ewz.ch