

Strompreisbildung

Basiswissen-Dokument, Stand März 2020

1. Zusammenfassung

Der Strompreis bildet sich auf dem freien Markt in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage. Dabei spielt die allgemeine Konjunktur eine Rolle, aber auch das Wetter, die Preise von Primärenergien, Grenzkapazitäten sowie die Einspeisung von Wind- oder Photovoltaik-Strom und vieles mehr. An der Strombörse ergibt sich der Preis aus den Grenzkosten des letzten zur Deckung der Nachfrage noch einzusetzenden Kraftwerks. Da die Schweiz im Vergleich zum eigenen Verbrauch relativ viel elektrische Energie importiert und exportiert, spielen für die Grosshandelspreise auch die Preise in den umliegenden Nachbarländern eine wesentliche Rolle. Für die Endkundenpreise sind der Wechselkurs CHF/€ sowie Zuschläge für das Mengen- und Ausgleichsenergieisiko, für die Benutzung des Netzes, für Systemdienstleistungen, Konzession an die Gemeinde und die Förderung erneuerbarer Energien ebenfalls zu berücksichtigen.

2. Einleitung

Strompreise bilden sich für jeden Zeitpunkt durch Angebot und Nachfrage in den entsprechenden Märkten. Ein Kennzeichen für den Strommarkt sind die Besonderheiten der Ware Strom. Grundsätzlich lässt sich Strom nicht speichern; somit müssen sich Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt decken.

Die Import- und Exportkapazität ist ebenfalls wichtig für die Preisbildung eines Landes. Die Schweiz hat sehr hohe Netzkapazitäten zum Ausland, vor allem im Vergleich zur maximalen Last und zur installierten Kraftwerksleistung. Da die Schweiz mehr Strom importiert und exportiert als sie selbst erzeugt und verbraucht, ist für den Schweizer Strommarkt vor allem die Preisfindung in den Nachbarländern relevant. Der Schweizer Strompreis wird massgeblich von den Marktpreisen in Deutschland, Frankreich und Italien und vom Wechselkurs CHF/€ bestimmt. Daher haben auch fossil betriebene thermische Kraftwerke im Ausland einen Einfluss auf die Preisbildung in der Schweiz.

Der Stromverbrauch schwankt, abhängig von nichttechnischen Einflüssen wie der wirtschaftlichen Entwicklung und dem Wetter. Die Preise der fossilen Primärenergieträger (Brennstoffe) und die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger sind ebenfalls nichttechnische Einflüsse. Dagegen sind Betriebsmittel- oder Kraftwerksausfälle sowie mangelnde Übertragungskapazitäten technische Einflüsse. Diese Einflüsse lassen sich auch nach den Bedarfsanforderungen (Last) und Preiseinflüssen (Erzeugung) unterteilen.

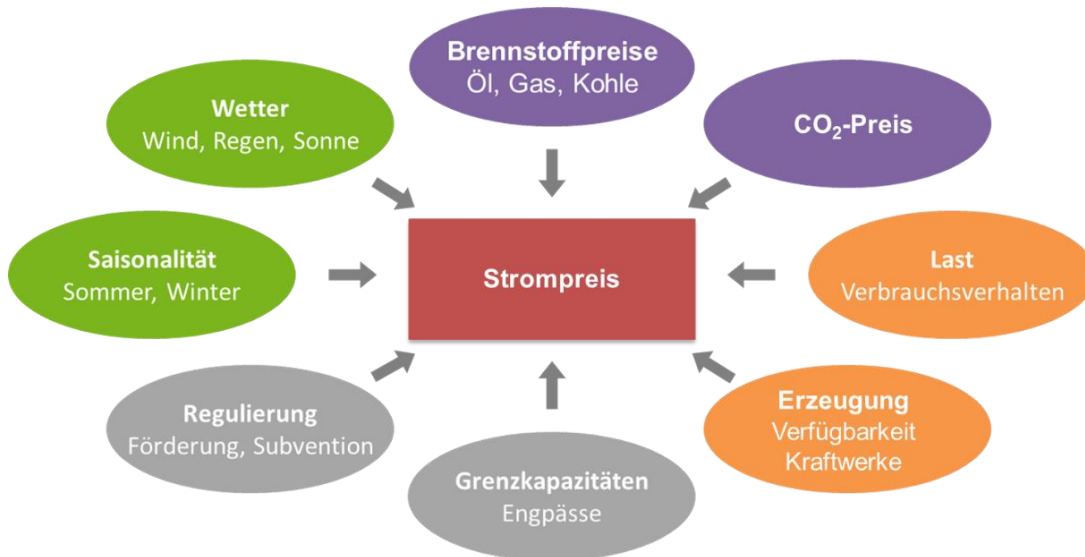


Abbildung 1 Einflussfaktoren Preisbildung

Einflüsse auf die Nachfrage

- Lebensrhythmus der Menschen: charakteristische Formen der Nachfragekurve in Abhängigkeit von der Uhrzeit sowie nach unterschiedlichen Tagen (Werktag, Feiertag, Samstag, Sonntag, Ferientag, Brückentag).
- Wetter: Jahreszyklus Sommer und Winter, kaltes oder warmes Jahr und Bedeckungsgrad (Energieverbrauch für Beleuchtung).
- Konjunktur: Höhe des industriellen Energieverbrauchs.
- Rhythmus der Produktionsanlagen in einem Industriebetrieb: Ein- oder Mehrschichtbetrieb, Werksferien, Sonderschichten.

Einflüsse auf das Angebot

- Wetter: Jahreszeiten, Niederschläge, Temperatur (Laufwasserkraftwerke und Kühlung der thermischen Kraftwerke), Schneereservoir, welches den Hydrospeichern als Zufluss dient, Sonneneinstrahlung und Windenergieangebot.
- Brennstoffpreise (Steinkohle, leichtes und schweres Heizöl, Erdgas, Braunkohle in den angrenzenden Ländern sowie Kernbrennstoff).
- Kraftwerksverfügbarkeit (u. a. Zubau, Stilllegungen, Revisionen und Ausfälle von Kraftwerken und Leitungen sowie Kuppelkapazitäten).
- Marktdesign (Regularien) und Strategien der Marktteilnehmer sowie Änderungen der Rahmenbedingungen durch die Politik (bspw. Förderregime für erneuerbare Energien).

Die Vielzahl von Einflussgrößen führt zu zeitweise sehr volatilen und somit schwer prognostizierbaren Strompreisen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit von Preisabsicherung und Risikosteuerung, wie sie mit Hilfe von verschiedenen Handelsinstrumenten erreicht werden können.

3. Fakten heute

3.1 Die Preisbildung an Strombörsen

Auf dem europäischen Strommarkt wird Strom an verschiedenen Börsen oder bilateral auf Brokerplattformen gehandelt. Die EPEX Spot bietet einen börslichen Day-ahead und einen Intraday Markt für Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz an. Einen Day-after Markt, der für den rückwirkenden Austausch von Bilanzabweichungen zur Reduktion von Ausgleichsenergiekosten dient, gibt es zum Beispiel in Deutschland und der Schweiz von privaten Anbietern.

Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten (variable Kosten) eingesetzt, woraus sich die sogenannte Merit Order ergibt. Beginnend bei den Technologien mit den tiefsten variablen Kosten werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist (Abbildung 2a). Die Investitionen in das Kraftwerk werden dabei nicht berücksichtigt. Das letzte Gebot, das an der Börse noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis (Market Clearing Price). Der Preis für Strom wird also durch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Kraftwerke, deren variable Kosten tiefer sind, erwirtschaften in diesem Moment einen Deckungsbeitrag.

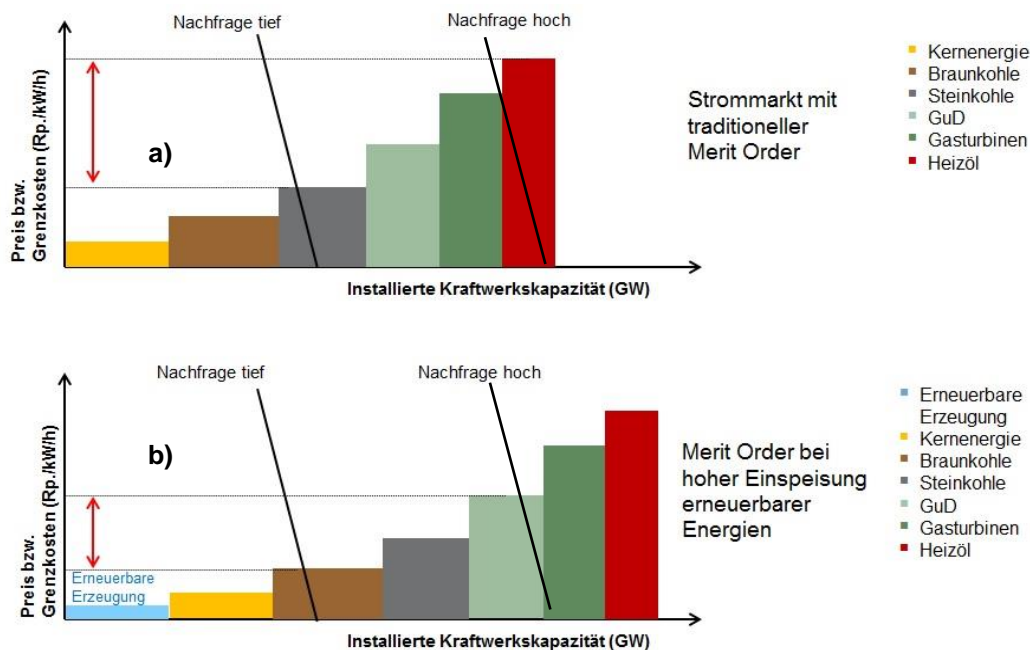


Abbildung 2: a) Merit Order: Die Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt b) Merit-Order-Effekt: Erneuerbare Energien verdrängen Kraftwerke mit höheren Grenzkosten. Gleichzeitig sinkt der Marktpreis bei gleichbleibender Nachfrage.

Die Merit Order ist im Zusammenhang mit erneuerbaren Produktionsarten von Bedeutung. Einige davon wie Photovoltaik, Wasser- oder Windkraft verwenden keinen Brennstoff und haben daher tiefe Grenzkosten. Der sogenannte **Merit-Order-Effekt** tritt ein, wenn Produktionen mit sehr geringen variablen Kosten Kraftwerke mit höheren Grenzkosten verdrängen (Abbildung 2b). Die verdrängten Kraftwerke kommen seltener zum Einsatz und haben weniger Betriebsstunden zur Verfügung, um ihren Deckungsbeitrag zu erwirtschaften,

sodass sich ihr Einsatz verteuert. Gleichzeitig mit der Verdrängung kommt es jedoch auch zu einer allgemeinen Preissenkung. Für alle Kraftwerke gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge zurück, was sich vor allem auf diejenigen Kraftwerksarten auswirkt, die hohe Investitionen erfordern. Trotz tiefer variabler Kosten nimmt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ab, wie dies für Wasserkraftwerke und insbesondere Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Fall ist. Diese sind jedoch für die Versorgungssicherheit wichtig, denn sie können einerseits Strom produzieren, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, andererseits die Produktion sehr kurzfristig einstellen und sogar Strom speichern, wenn er gerade nicht gebraucht wird.

3.2 Handel Short- und Long-Strategie oder Back-to-Back Absicherung

Für die Bewirtschaftung einer Position (Vertriebsenergie oder Strommengen aus eigener Produktion) können eine Vielzahl von Strategien gewählt werden:

Short-Strategie bei sinkenden Marktpreisen

Bei der Erwartung von fallenden Marktpreisen werden Energiemengen verkauft (an der Börse oder an den Kunden zu aktuellen Marktpreisen). Dies geschieht in der Hoffnung, später die Wiedereindeckung günstiger realisieren zu können. Durch das Setzen von Limiten kann das Risiko bei der Trendumkehr zu steigenden Preisen durch vorzeitige Beschaffung in Grenzen gehalten werden.

Long-Strategie bei steigenden Marktpreisen

Eine begrenzte Menge Energie wird im Voraus beschafft und der Verkauf an die Endverbraucher oder am Markt erfolgt später mit Gewinn. Dabei ergibt sich das Risiko, dass bei einer Trendwende zu sinkenden Marktpreisen die Energie unter Beschaffungspreisen abgesetzt werden muss und somit Verluste generiert werden. Analog kann auch hier wieder mit Limiten das Marktpreisänderungsrisiko begrenzt werden.

Back-to-Back Absicherung

Bei dieser Strategie werden gleichzeitig mit dem Verkauf an Kunden die entsprechenden Mengen am Markt beschafft. Dadurch wird die offene Position und somit das Risiko möglichst klein gehalten.

3.3 Zusammenspiel der Energieflüsse und Märkte mit den Nachbarländern

Im Vergleich zum eigenen Verbrauch und der eigenen Produktion importiert und exportiert die Schweiz relativ viel elektrische Energie. Bei der Preisbildung spielen somit die Im- und Exporte eine wesentliche Rolle. Um Energie von einem Land in ein anderes transportieren zu können, müssen jedoch Rechte zur Durchleitung des Stroms von einem Übertragungsnetz in das andere vorhanden sein. Preisunterschiede in angrenzenden Ländern deuten darauf hin, dass genau hier Engpässe bestehen. Daher werden die Grenzauktionserlöse in den Ausbau der Grenzkapazitäten investiert, so dass es in der Zukunft einen kleineren Engpass oder bestenfalls keinen Engpass mehr gibt. Infrastrukturprojekte sind jedoch an komplexe Verfahren geknüpft, was einen schnellen Ausbau der Grenzkapazitäten erschwert.

Für den Energieimport in die Schweiz müssen zum heutigen Zeitpunkt die Transportkapazität und die Energie an verschiedenen Marktplätzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ersteigert/eingekauft werden. Im Rahmen des Zusammenwachsens der europäischen Märkte wurde das sogenannte Market Coupling eingeführt, wobei die Energie und der Transport im selben Prozess beschafft werden, wodurch es zu einer optimalen Auslastung der Grenzkapazitäten kommt und die Preisunterschiede verringert werden. Für die Schweiz ist das Market Coupling vorbereitet. Es wurde jedoch zusammen mit den bilateralen Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU auf Eis gelegt.

3.4 Berechnung von Zuschlägen

Es gibt eine Reihe von Zuschlägen, die neben dem Marktpreis zum Strompreis für Endkunden hinzugerechnet werden. Es handelt sich hierbei um Risikozuschläge für Ausgleichsenergie und Mengenänderungen, Abgaben für Systemdienstleistungen (SDL) an die Übertragungsnetzbetreiberin, die Netzkosten, Konzessionsabgaben sowie Abgaben für die Kostendeckende Einspeisevergütung KEV zur Förderung der erneuerbaren Energien.

3.4.1 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die elektrische Energie, um die der Verbrauch/die Produktion einer Bilanzgruppe vom prognostizierten Verbrauch/Produktion abweicht. Sie wird dem Bilanzgruppenverantwortlichen von Swissgrid in Rechnung gestellt. Swissgrid beschafft diese als Regelleistung im Systemdienstleistungsmarkt.

In der Bilanzgruppe werden beliebig viele Entnahme- («Verbraucher») und Einspeisestellen («Erzeuger») zusammengeschlossen. Die Bilanzgruppenverantwortlichen erstellen im Voraus eine Prognose für den Verbrauch der Abnahmestellen in ihrer Bilanzgruppe. Dabei muss der prognostizierte Verbrauch durch Einspeisungen (Produktion und/oder Einkauf von elektrischer Energie) so genau wie möglich gedeckt werden.

Unvorhersehbare Schwankungen im Verbrauch oder auch in der Produktion der Bilanzgruppe werden dabei durch den Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid) durch Lieferung von positiver oder negativer Regelenergie ausgeglichen. Da allerdings zahlreiche Bilanzgruppen existieren und positive und negative Bilanzabweichungen gleichzeitig auftreten, kompensieren oder addieren sich diese teilweise. Die saldierten Abweichungen für die gesamte Regelzone Schweiz müssen durch Regelleistung von Swissgrid ausgeglichen werden.

3.4.2 Risikozuschläge für Mengenänderungen und Währungen

Für die Erstellung von Energielieferangeboten werden meist historische Lastgangdaten als Basis verwendet. Diese Referenzverbrauchszeitreihe wird in ein zukünftiges Lastprofil gewandelt und mit der sogenannten PFC (Price Forward Curve¹) für die kommenden ein bis drei Jahre bewertet. Daraus ergibt sich ein Energiepreis für die Lieferung.

Dieser Preis ist allerdings nur dann rentabel, wenn der Verbrauch genau der prognostizierten Zeitreihe entspricht. Abweichungen von der Prognose können Zusatzkosten verursachen. Ändert sich die Liefermenge zum Beispiel wegen guter Auslastung eines Industriebetriebes oder wegen kälterer (Wärmepumpen) oder wärmerer Witterung (Klimaanlagen), so kann diese Energie wohl am Spotmarkt oder Wochenterminmarkt beschafft resp. verkauft werden – es ist jedoch nicht bekannt, ob dann tiefere oder höhere Preise gegenüber dem einkalkulierten Preis herrschen.

Bei der Angebotsstellung werden Risikozuschläge für Mengenänderungen eingepreist. Es kann durchaus sein, dass in einem Wintermonat der Stromverbrauch einer Gemeinde wegen tiefer Temperaturen während einiger Tage bis Wochen um 20% ansteigt. Durch den gleichzeitigen Bedarf auch in anderen Gebieten und Regionen können die Preise im Spotmarkt erheblich steigen. Bei einem normalen Monatsverbrauch von 15 GWh und einem Kälteeinbruch während zwei Wochen ergibt sich somit ein Mehrverbrauch von 1,5 GWh. Der Verbraucher erhält seine Energie zu bereits festgelegten Tarifen, doch der Lieferant muss den Zusatz-

¹ PFCs werden für die Prognose von Energiepreisen verwendet. PFCs, welche stündliche Preise liefern, werden als «HPFCs» für «hourly PFC» benannt. Die Grundlage für solch eine HPFC sind historische Preisinformationen sowie die bekannten Informationen für den Prognosezeitraum.

verbrauch zu erhöhten Preisen kurzfristig am Markt beschaffen, was Zusatzkosten von z.B. CHF 50/MWh*1500 MWh = CHF 75 000.00 verursacht. Bezogen auf den Gesamtjahresverbrauch von z.B. 150 GWh ergibt dies einen Risikozuschlag für Mengenänderungen von CHF 0,5/MWh. Der Zuschlag kann um einiges grösser sein als derjenige für die Ausgleichsenergie. Dasselbe gilt bei geringeren Verbräuchen, falls als Folge die Energie unter den Einkaufspreisen am Markt abgesetzt werden muss.

Werden Terminmarktprodukte nicht in der Landeswährung beschafft, so kommt zusätzlich das Wechselkursrisiko zur entsprechenden Beschaffung dazu. Bei raschen Kursschwankungen wie z.B. EUR/CHF im Jahr 2012 oder 2015 von ca. 20% können sehr hohe Kosten oder Gewinne entstehen. Auch das Wechselkursrisiko wird bei der Festlegung des Strompreises berücksichtigt. Bei Lieferverpflichtungen aus Kraftwerken, insbesondere bei erneuerbaren Energien, muss ebenfalls mit Mengenänderungen gerechnet werden, dass z.B. wenig Wasser, Wind oder Sonne zur Verfügung steht, oder allenfalls auch mehr als geplant erzeugt wird.

3.4.3 Systemdienstleistungen (SDL)

Als Systemdienstleistungen werden Dienste von Übertragungsnetzbetreibern bezeichnet, die diese zur Sicherstellung des Netzbetriebs zur Verfügung stellen. Als wichtigster Dienst gilt die Regelenergie. Mit dieser Energie respektive Leistung werden im Netz auftretende Abweichungen auf Produktions- oder Lastseite aufgefangen, damit die Frequenz und die Netzspannung gehalten und Stromunterbrüche verhindert werden können. Für diese und weitere SDL-Dienste sind der nationalen Netzgesellschaft Gebühren zu entrichten, die im Strompreis mitberücksichtigt werden. Mit den SDL müssen auch die stark fluktuierenden Produktionsanlagen der erneuerbaren Energieproduzenten ausgeglichen werden.

3.4.4 KEV

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Förderinstrument für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Produzenten von Strom aus Wind-, Kleinwasserkraft, Biomasse, Photovoltaik oder Geothermie erhalten eine garantierte Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom. Diese Vergütung wird von den Verbrauchern mit einem Zuschlag auf den Strompreis getragen. Der KEV-Zuschlag wurde in den vergangenen Jahren sukzessive erhöht und beträgt seit der Inkraftsetzung der Energiestrategie 2050 (Energiegesetz) per 1. Januar 2018 2.3 Rp./kWh.

3.4.5 Zertifikate

Der Energiegrundpreis stützt sich auf Strom ohne Herkunftsnachweis ab. In der Regel bietet das EVU eine Auswahl von Energiezertifikaten an. Der Preis für diese Zertifikate wird anhand des Marktmechanismus Angebot und Nachfrage gebildet. Übliche Zertifikate sind Photovoltaik-, Wind-, Wasser- und Biostrom (Gas oder Biomasse). Anlagen, welche eine KEV-Entschädigung erhalten, können nicht am Zertifikathandel teilnehmen.

3.4.6 Netzkosten

Die Netzkosten setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Gemäss den Auswertungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom sind dies bei den Verteilnetzen insbesondere Kapitalkosten (36%), Betriebs- und Verwaltungskosten (36%) sowie Abgaben und Leistungen (26%) (ElCom). Dabei werden die Kosten des Übertragungsnetzes sowie der darunterliegenden Netzebenen entsprechend den Vorgaben des StromVG verursachergerecht bis zum Endverbraucher gewälzt.

Die Netzkosten für Netzkunden sind vorwiegend durch den Verbrauch und die maximal genutzte Leistung bestimmt.

Ein Verbraucher, der seinen Netzanschluss möglichst gleichmässig an der maximalen Lastgrenze beansprucht, erreicht die günstigsten Netznutzungskosten.

3.4.7 Konzessionsabgaben

Bei den Konzessionsabgaben handelt es sich um Abgeltungen an die Gemeinden, welche dem Energieversorgungsunternehmen das Recht auf Versorgung im Gemeindegebiet und damit die Nutzung des öffentlichen Grundes erteilt. Die Gemeinden sind frei, die Höhe der Entschädigung festzulegen. Sie muss jedoch in der kommunalen Gesetzgebung geregelt sein. Die Abgaben bewegen sich zwischen 0 und 2 Rp./kWh

4. Zukünftige Entwicklungen

4.1 Einflüsse Primärenergiemärkte

Für die Erzeugung von Strom werden oft Primärenergieträger wie Kohle, Gas, Öl und Uran benötigt, deren Preise den Strompreis beeinflussen.

Das Risiko bei der Versorgung mit **Gas** besteht je nach Standort der Anlage einerseits in den langen Transportwegen mit deren Kapazität und andererseits im Marktpreis des Gases. Je nach Lieferverträgen kann die Versorgung über einige Jahre hinweg abgesichert werden. Im Gegensatz zu Strom kann Gas in begrenzten Mengen in Speichern wirtschaftlich gelagert werden. Gaskraftwerke werden vorwiegend zur Abdeckung des Spitzenbedarfs auf dem Spotmarkt sowie zur Erbringung von SDL eingesetzt. Weiter ist es von Vorteil, wenn die Abwärme in industriellen Prozessen genutzt werden kann. Die Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken sind eher hoch und schwankend, wenn man die Primärenergie- und die CO₂-Kosten berücksichtigt. Die endliche Ressourcenmenge Gas kann nicht genau erhoben werden. Mit neuen, so genannten unkonventionellen, Fördertechnologien wie dem „Fracking“ können grössere Mengen Öl und Gas aus Schiefergestein erschlossen werden. Der Einfluss der weltweiten Ressourcenerhöhung auf den Marktpreis ist kaum abzuschätzen, wird die Fracking-Methode doch je nach Land teilweise stark in Frage gestellt.

Braunkohlekraftwerke stehen in unmittelbarer Nähe der Abbaugebiete. Die Transportwege sind sehr kurz und der Abbau bis zur Verbrennung ist automatisiert. Durch die günstige und stabile Produktionsmöglichkeit arbeiten diese Werke mit einer guten Auslastung. Der Rohstoffmarkt beeinflusst die Stromgestehungskosten kaum. Risiken bestehen eher bei den endlichen Lagern und der politischen Bereitschaft, diese CO₂-erzeugenden Anlagen zu betreiben. In Deutschland wurde beschlossen, dass bis 2020 Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2.7 GW (max. Leistung Schweiz ca. 10 GW) vom Netz genommen werden.

Die Hauptpreiskomponente dieser Anlagen sind somit die CO₂-Zertifikatskosten und die fixen Jahreskosten (Zins und Abschreibung), welche bei langen Betriebszeiten mit grosser Auslastung sehr tief gehalten werden können. Im Jahr 2013 haben die niedrigen CO₂-Preise zu einer Renaissance der Braunkohle in Deutschland geführt.

Die Versorgung von Kraftwerken mit **Steinkohle** ist aufgrund der grossen weltweiten Vorkommen kaum gefährdet. Massgebend für die Kohlepreisbildung sind somit die verschiedenen Faktoren wie Abbaukosten

der Kohle, Transportkosten inkl. Transportkapazität, Verfügbarkeit der Transportwege und Häfen, Lagermöglichkeiten im kraftwerksnahen Bereich und natürlich die weltweite Nachfrage.

Gas und Kohle sind lagerbar und über weite Strecken transportierbar. Sie werden auf der ganzen Welt gehandelt und nachgefragt. Somit sind sie austauschbar und der Handel mit ihnen ist aufgrund des riesigen Marktes sehr liquide. Die CO₂-Zertifikatspreise belasten die Stromproduktion aus Kohle merklich stärker gegenüber der Stromproduktion aus Gas. CO₂-Preise bilden sich heute regional und sind extrem politisch beeinflusst.

Kernenergie

Die Kosten des Urans tragen nur etwa 10% zu den Gesteungskosten eines Kernkraftwerks bei. Zusätzlich kann das Uran auch für einen mehrjährigen Betrieb direkt im Kraftwerk gelagert werden, da es eine sehr hohe Energiedichte aufweist. Durch diese beiden Faktoren ist der Preis für die Elektrizitätsproduktion aus Kernkraft weitestgehend unabhängig von den Rohstoffmärkten.

4.2 Regulatorische Einflüsse

Gesetzliche Änderungen können sich sehr unterschiedlich auswirken. Politische Eingriffe in den CO₂-Markt haben die Strompreise mehrfach deutlich verändert. Ein weiteres Beispiel sind die sich regelmässig ändernden Vorgaben für die Erreichung von Ausbauzielen von erneuerbaren Energien in einzelnen Ländern. Die Strompreise werden nicht nur von den gesetzlichen Einflüssen in der Schweiz beeinflusst, sondern auch durch die Gesetzgebung in den Nachbarländern.

Weitere regulatorische Aspekte mit einem potenziellen Einfluss auf den Strompreis sind die Einführung neuer Marktmechanismen (z.B. Kapazitätsmärkte) und die verstärkte Anwendung der Eigenverbrauchsregelung für Eigentümer von Stromproduktionsanlagen.

4.3 Technologische Entwicklungen

Verschiedene technologische Entwicklungen werden die Verbreitung der jeweiligen Technologie massgeblich beeinflussen. Zum heutigen Zeitpunkt kann nicht vorausgesagt werden, welche Technologie in 20 Jahren angewendet werden wird und wie die Einflüsse auf die Preisbildung sein werden.

Power-to-Gas

Mit der sog. Power-to-Gas-Technologie wird elektrische Energie in chemische gewandelt. Damit können die Energieüberschüsse der stochastisch anfallenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne grösseren Stromnetzausbau gespeichert werden. Das Gas kann in eine Gas-Pipeline eingespeist und für die Anwendungen wie Verkehr, BHKW (Blockheizkraftwerke), Wärme etc. eingesetzt werden. Heute sind die Wirkungsgrade dieser Technologie noch sehr niedrig. Werden die Anlagen zusammen mit einem Wärmeverbund wie z.B. das Hybridwerk in Solothurn betrieben, so erhöht sich der Wirkungsgrad merklich.

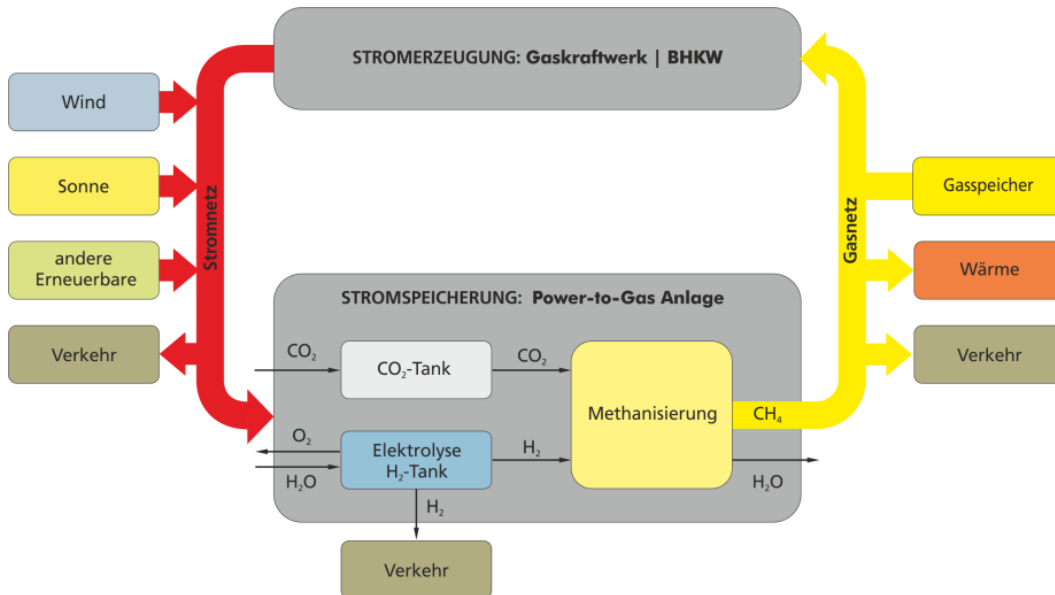


Abbildung 3 Power-to-Gas, 2012 c Fraunhofer

Elektromobilität

Die Elektromobilität nimmt kontinuierlich zu. Im Nahverkehrsbereich fahren immer mehr Elektroautos und -velos und E-Roller. Inwieweit in der Zukunft die Batterien der Elektroautos für die Strombewirtschaftung herangezogen werden können, hängt von der Nutzung der Fahrzeuge und der Lade-/Entladetechnik ab. Elektromobilität ersetzt fossile Brennstoffe durch zusätzlichen Stromverbrauch. Die Elektroautos weisen einen wesentlich besseren Wirkungsgrad auf als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Bei einem Verbrauch von 5l Diesel auf 100km (50kWh) benötigt ein Elektroauto lediglich ca. 15kWh (weitere Angaben Basiswissen Dokument Elektromobilität).

Fracking

Durch Fracking ist es möglich, Erdgasvorkommen in neuen Gebieten zu erschliessen was sich z.B. in Amerika deutlich auf die Erdgaspreise auswirkt. In vielen Ländern wird Fracking aufgrund der hohen Umweltbelastung kritisch betrachtet.

Energiespeicherung

Die verschiedenen Technologien wie Pumpspeicherwerke, Druckluft- oder Batteriespeicher, Power-to-Gas etc., werden die Strompreise und die Entwicklungsmöglichkeiten der neuen Energieproduktion massgeblich beeinflussen. Eigenverbrauchsgemeinschaften nutzen vorerst die Produktion und integrieren später eigene Batteriespeicher, um Netzkosten und Abgaben zu vermeiden. Es findet eine Verschiebung von den zentralen zu den dezentralen Speichern statt. (Weitere Angaben im Basiswissen-Dokument Netzparität)

5. Quellenverzeichnis

- EICom Tätigkeitsbericht der EICom 2018, Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom, Bern, Juni 2019
- Fraunhofer Power-to-Gas läuft auch an kleinen Biogasanlagen – Pilotversuch am Hessischen Biogas-Forschungszentrum zur direkten Methanisierung erfolgreich abgeschlossen, IWES, Januar 2013