Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften

School of
Management and Law

# Förderung der erneuerbaren inländischen Stromproduktion: Eine ökonomische Analyse

Energy Governance Working Paper Nr. 9

Reto Schleiniger

**IMPRESSUM**

**Herausgeber**
ZHAW School of Management and Law
Stadthausstrasse 14
Postfach
8401 Winterthur
Schweiz

Abteilung Public Sector
Fachstelle für Wirtschaftspolitik
www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/fwp/

**Projektleitung, Kontakt**
Reto Schleiniger
reto.schleiniger@zhaw.ch

Februar 2017

# Abstract

Da die Schweiz die bestehenden Atomkraftwerke nach Ablauf ihrer Betriebsdauer nicht ersetzen wird, stellt sich die Frage, ob in diesem politischen Umfeld eine spezielle Förderung der einheimischen erneuerbaren Stromproduktion sinnvoll ist und wie eine solche Förderung aussehen soll.

Ökonomisch lässt sich eine Förderung dadurch begründen, dass ohne vermehrte inländische Produktion die Auslandabhängigkeit zunimmt und zugleich die Gefahr besteht, dass Strom vermehrt in ausländischen Kernkraftwerken produziert wird. Beide Effekte sind mit Externalitäten verbunden und führen zu Marktversagen, das durch staatliche Eingriffe korrigiert werden kann.

Die Förderung einheimischer erneuerbarer Stromproduktion hat dagegen keinen Einfluss auf die $CO_2$-Emissionen, weil diese direkt über bereits bestehende Instrumente der Klimapolitik in der Schweiz und in der Europäischen Union so reguliert werden, dass die Emissionsmengen von der Art der Stromproduktion nicht beeinflusst werden.

Von den verschiedenen finanziellen Förderinstrumenten löst die flexible Einspeiseprämie, bei welchem die Prämie als Differenz zwischen einem Vergütungspreis und einem über die Zeit gemittelten Marktpreis berechnet wird, das Dilemma zwischen Investitionssicherheit und Marktnähe am besten.

Keywords: Strommarkt, erneuerbare Energien, finanzielle Förderung

# Inhaltsverzeichnis

# 1. Einleitung

Der Strommarkt ist in der Schweiz und ebenso in ganz Europa im Umbruch. So kommt es durch die zunehmende erneuerbare Stromproduktion v. a. aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu grösseren Schwankungen des Stromangebots auf dem europäischen Markt. Zudem wird der Markt stärker liberalisiert, indem die öffentlichen Gebietsmonopole aufgebrochen werden und die Verbraucher ihren Anbieter frei wählen können. In der Schweiz ist dies seit 2009 nur für Grossverbraucher ab einem jährlichen Verbrauch von 100‘000 Kilowattstunden möglich. Die Ausweitung der Liberalisierung auf Kleinkunden verzögert sich aufgrund des (noch) nicht zustande gekommenen Stromabkommens mit der Europäischen Union. Weiter hat der Bundesrat beschlossen, die bestehenden Atomkraftwerke in der Schweiz nach Ablauf ihrer Betriebszeit nicht mehr zu ersetzen. Damit entfallen zukünftig rund 25 Millionen Megawattstunden pro Jahr, was etwa 40 Prozent der inländischen Stromproduktion entspricht.

Diese Lücke lässt sich grundsätzlich durch folgende Anpassungsmassnahmen bzw. einer Kombination davon schliessen:

- Mehr Stromimport
- Vermehrte inländische erneuerbare Stromproduktion
- Vermehrte inländische nicht-erneuerbare Stromproduktion
- Weniger Verbrauch

Wenn bei der aktuellen politischen Ausgangslage keine weiteren staatlichen Massnahmen ergriffen werden, ist zu erwarten, dass es v. a. zu vermehrten Stromimporten kommen wird, zumindest solange die Strompreise auf dem europäischen Markt weiter so tief bleiben wie gegenwärtig. Es fragt sich nun, ob in diesem Umfeld weitere politische Eingriffe in den Strommarkt sinnvoll sind und wie diese gegebenenfalls aussehen. Damit befasst sich die vorliegende Arbeit.

Im anschliessenden Kapitel wird untersucht, welche ökonomischen Gründe es für eine politische Förderung der einheimischen und/oder erneuerbaren Stromproduktion geben kann. Die Analyse orientiert sich dabei an der Theorie des Marktversagens und dem Konzept der Externalitäten. Im Einzelnen werden die externen Kosten des Klimawandels als Folge des fossilen Energieverbrauchs und des Betriebs von Kernkraftwerken, die positiven externen Effekte bei der Entwicklung von neuen Technologien und die Risiken der Auslandabhängigkeit analysiert.

Das Kapitel 3 befasst sich mit den verschiedenen finanziellen Förderinstrumenten wie Einspeisevergütung, Einspeiseprämie, Investitionsbeihilfen und grüne Zertifikate. Dabei wird untersucht, welche Auswirkungen diese Instrumente auf den Investitions- und den Produktionsentscheid haben und wie mit geeigneten Modifikationen eventuelle Nachteile einzelner Instrumente vermindert werden können, ohne dass dabei deren Vorteile verloren gehen. Die Arbeit schliesst mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.

# 2. Ökonomische Begründung der Förderung

Bei der Frage, warum die einheimische und/oder erneuerbare Stromproduktion politisch überhaupt gefördert werden soll, wird von einer marktwirtschaftlichen Grundordnung ausgegangen, bei welcher ein Staatseingriff subsidiär dann erfolgt, wenn das Marktergebnis als unbefriedigend beurteilt wird.

Ein Marktversagen im engeren Sinne liegt dann vor, wenn es zu Ineffizienz kommt, d.h. wenn knappe Ressourcen verschwendet werden. Ineffiziente Marktergebnisse ergeben sich v. a. beim Vorliegen von externen Effekten. Externe Effekte oder Externalitäten sind Auswirkungen von Marktaktivitäten auf Dritte, welche nicht über Märkte abgegolten werden. Die Folge davon ist, dass die Marktpreise nicht die gesamten Kosten oder Erträge widerspiegeln und die Preise deshalb ihre Funktion als Knappheitsindikator nicht erfüllen können.

Aufgrund der grossen Bedeutung der externen Effekte im Zusammenhang mit Marktversagen und damit auch mit der Frage eines politischen Eingriffs konzentriert sich die nachfolgende Erörterung darauf, wo bei der Stromproduktion externe Effekte auftreten können.

## 2.1. EXTERNE KOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS FOSSILEN QUELLEN

Die thermische Stromproduktion aus fossilen Quellen wie Kohle, Öl und Gas verursacht $CO_2$-Emissionen und trägt damit zum Klimawandel bei, welcher zu hohen externen Kosten führt. So bezeichnet Sir Nicolas Stern in seinem Bericht The Economics of Climate Change (Stern, 2006), der zuhanden der britischen Regierung erstellt wurde, den Klimawandel als das grösste und weitreichendste je gesehene Marktversagen.

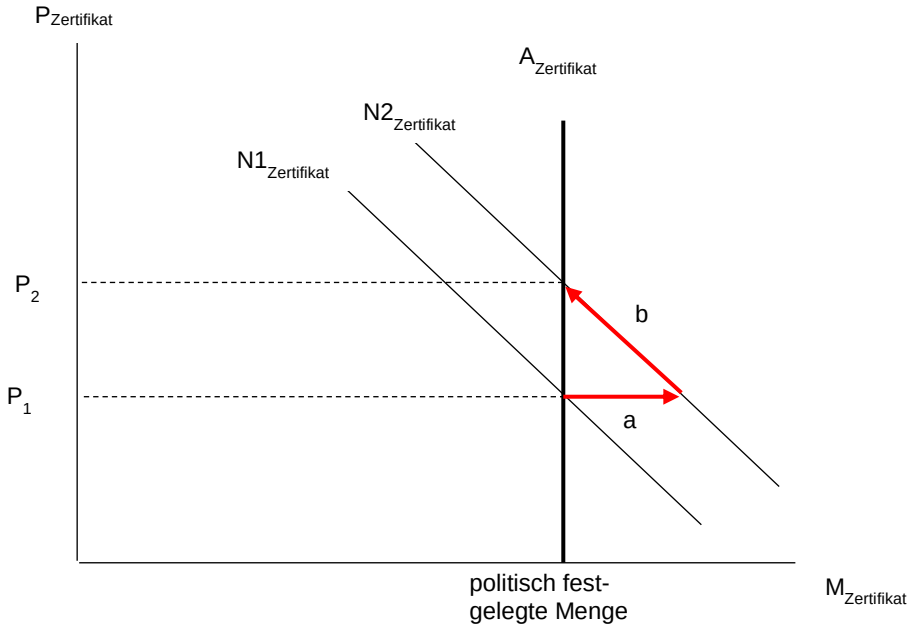
In der Schweiz beträgt der Anteil konventionell-thermischer Stromproduktion (inkl. Fernheizkraftwerke und Kehrichtverbrennungsanlagen) aktuell fünf Prozent (Bundesamt für Energie, 2015). Davon geht allerdings nur rund ein Zehntel, also gesamthaft etwa ein halbes Prozent, direkt auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurück (Frischknecht et al., 2012). Im Vergleich dazu wird der Strom in der Europäischen Union im Durchschnitt knapp zur Hälfte konventionell-thermisch produziert, wobei die Nachbarländer Deutschland und Italien mit einem Anteil von 64 und 62 Prozent deutlich überdurchschnittliche Werte aufweisen (Bundesamt für Energie, 2015)

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, welche Auswirkungen sich auf die $CO_2$-Emissionen ergäben, wenn die Schweiz ihren Strom aus Kernkraftwerken durch Importe von Strom aus fossiler Produktion oder durch den inländischen Zubau von fossil-thermischen Kraftwerken ersetzen würde. Die Antwort darauf mag auf den ersten Blick erstaunen, denn dadurch würde das Ausmass der $CO_2$-Emissionen gar nicht verändert. Der Grund dafür ist, dass die Emissionen einerseits über das Europäische Handelssystem ETS und andererseits über Bestimmungen in der schweizerischen $CO_2$-Gesetzgebung bereits so reguliert sind, dass die Art der Stromerzeugung das Ausmass der $CO_2$-Emissionen nicht beeinflusst.

Die Konsequenzen vermehrter Stromimporte aus fossiler Produktion im Rahmen des Europäischen Handelssystems sind schematisch in Abbildung 1 dargestellt, welche den Markt für $CO_2$-Zertifikate darstellt. Wichtig dabei ist, dass die Menge der gehandelten Zertifikate politisch festgelegt ist. Darum verläuft die Angebotskurve ($A_{Zertifikat}$) vertikal auf Höhe der vorgegebenen Emissionsmenge. Die Ausgangssituation ist zudem durch die Nachfragekurve $N1_{Zertifikate}$ gekennzeichnet, so dass sich ein Zertifikatspreis in der Höhe von $P_1$ ergibt. Wenn nun der Import von Strom aus fossiler Produktion in die Schweiz erhöht wird, führt dies zu einer Zunahme der nachgefragten Menge nach Zertifikaten. Die Nachfragekurve verschiebt sich nach rechts (Pfeil a) auf $N2_{Zertifikate}$. Der entscheidende Punkt ist nun, dass aufgrund der Mehrnachfrage nach Zertifikaten der Zertifikatspreis ansteigt und deshalb die nachgefragte Menge wieder zurückgeht (Pfeil b) bis beim neuen Preis $P_2$ wieder die alte Menge an Zertifikaten und damit an CO2-Emissionen resultiert. Wenn also wegen der Mehrnachfrage aus der Schweiz die $CO_2$-

Emissionen der Kraftwerke ansteigen, so wird dieser Anstieg vollständig kompensiert, weil aufgrund der Preiserhöhung zum Beispiel in der Stahlindustrie vermehrt Emissionsvermeidungen vorgenommen werden.

Abbildung 1: Markt für $CO_2$-Zertifikate




Ähnliche Substitutionsprozesse spielen sich ab, wenn in der Schweiz vermehrt Strom aus fossilen Quellen produziert wird. Dabei ist aber nicht ein Zertifikatssystem, sondern die Kompensationspflicht fossil-thermischer Kraftwerke von Bedeutung. So hält das Schweizerische $CO_2$-Gesetz in Artikel 22 fest, dass solche Kraftwerke nur erstellt und betrieben werden dürfen, falls sie die verursachten $CO_2$-Emissionen vollumfänglich kompensieren, wobei höchstens die Hälfte durch ausländische Bescheinigungen abgedeckt werden kann.

Die $CO_2$-Verordnung führt zudem aus, dass auch Investitionen in Anlagen, die Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien produzieren, als Kompensationsmassnahme gelten (Art. 83, 1b). Dabei sind für die Berechnung der Emissionsminderung diejenigen Emissionen massgebend, die im Durchschnitt bei der Stromproduktion im Inland anfallen. Eine Studie im Auftrag des Bundesamts für Umwelt (Frischknecht et al., 2012) schätzt die $CO_2$-Intensität des Schweizer Strommixes auf knapp 20 Gramm $CO_2$ pro Kilowattstunde Strom. Im Vergleich dazu emittiert ein Gaskraftwerk rund 500 Gramm $CO_2$ pro Kilowattstunde. Angesichts dieser Zahlen ist es kaum vorstellbar, dass sich eine solche Kompensationsmassnahme rechnet. Denn mit jeder Einheit fossil produzierten Stroms müssten zusätzlich Investitionen getätigt werden, die zu einer um ein Vielfaches höheren erneuerbaren Stromproduktion führten.

Als Fazit kann also festgehalten werden, dass eine Förderung der erneuerbaren Stromproduktion klimapolitisch nicht begründbar ist. Die $CO_2$-Emissionen sind einerseits über das Europäische Zertifikatssystem ETS und andererseits über die Kompensationspflicht inländischer fossiler Kraftwerke bereits so reguliert, dass das Ausmass der Emissionen weder von der Stromproduktion noch vom Stromkonsum in der Schweiz abhängig ist.

## 2.2. EXTERNE KOSTEN DER NUKLEAREN STROMPRODUKTION

Der Betrieb von Kernkraftwerken birgt Risiken in sich, die typischerweise von Dritten getragen werden und damit zum grossen Teil externe Kosten darstellen. Die Bewertung solcher Risiken mit kleiner Eintretenswahrscheinlichkeit und grossem Schadenspotenzial ist auch deshalb schwierig, weil sie stark von der Risikobereitschaft bzw. der Risikoaversion der Bevölkerung abhängt.

Der Bundesrat hat als Folge der Havarie des Kernkraftwerkes in Fukushima entschieden, dass die mit der Kernenergienutzung verbundenen Risiken verringert werden sollen, indem nach Ablauf der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke keine neuen mehr erstellt werden sollen. Diese Ausstiegspolitik wird auch von Deutschland verfolgt, und auch Frankreich will seinen – weltweit höchsten – Kernenergieanteil an der Stromproduktion von 75 auf 50 Prozent reduzieren.

Es fragt sich, welche Folgen der Kernenergieausstieg der Schweiz hätte, wenn die entstehende Lücke durch Importe aus Europa gedeckt und keine Förderung der inländischen Produktion angestrebt würde. Die Tabelle 1 zeigt, dass der aktuelle Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion im Jahre 2014 in Westeuropa bzw. in West- und Osteuropa inklusive Russland bezüglich Leistung jeweils bei rund elf Prozent und bezüglich Stromproduktion bei knapp 25 bzw. gut 22 Prozent liegt. Der höhere Anteil bezüglich Leistung erklärt sich damit, dass Kernkraftwerke im Vergleich zu anderen Kraftwerken praktisch rund um die Uhr laufen und so bei gleicher Leistung eine deutlich höhere Produktion aufweisen. Ebenso zeigt die Tabelle die von der International Atomic Energy Agency IAEA prognostizierten Anteile in den Jahren 2020, 2030 und 2050 (International Atomic Energy Agency, 2015). Es handelt sich dabei um bottom-up-Schätzungen, die auf den aktuellen Energieplänen und -projekten der einzelnen Länder beruhen. Natürlich sind solche Schätzungen mit Unsicherheiten verbunden und entsprechend gross sind auch die Schätzintervalle v.a. für das Jahr 2050. Tendenziell geht die IAEA aber von einer Abnahme des Kernenergieanteils aus, wobei dieser Rückgang in Westeuropa grösser ist als in Osteuropa.

Tabelle 1: Kernenergieanteil an Stromkapazität und -produktion in Europa

| Leistung | 2014 | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Westeuropa | 11.30% | 8.90 - 9.80% | 5.30 - 7.40% | 1.60 - 7.30% |
| West- und Osteuropa | 10.67% | 8.75 - 9.73% | 6.80 - 8.56% | 3.45 - 9.46% |
| | | | | |
| Produktion | 2014 | 2020 | 2030 | 2050 |
| Westeuropa | 24.80% | 21.60 - 23.70% | 13.50 - 19.60% | 4.10 - 18.40% |
| West- und Osteuropa | 22.41% | 20.87 - 22.96% | 16.61 - 21.70% | 8.38 - 22.94% |

Wenn nun die Schweiz die rund 25 Millionen Megawattstunden Strom, die aktuell noch von inländischen Kernkraftwerken generiert werden, durch ausländischen Mixstrom mit einem geschätzten Kernkraftanteil von zukünftig 15 Prozent ersetzen würde, so bedeutete dies, dass im Ausland nuklearer Strom im Ausmass einer halbjährlichen Produktion des Kernkraftwerkes von Gösgen für die Schweiz produziert würde.

Wie relevant die Risiken sind, die von dieser zusätzlichen nuklearen Stromproduktion ausgehen, hängt zum einen vom Produktionsstandort und zudem davon ab, wie stark die ausländischen Risiken im Inland berücksichtigt werden. Je näher sich die Produktion an der Schweizer Grenze befindet, umso grösser ist auch das Risiko von grenzüberschreitenden Schäden. Da aber nicht ein bestimmtes Kernkraftwerk diesen Strom produzieren würde, lässt sich kaum abschätzen, wie stark die Schweiz diesen Risiken ausgesetzt ist. Die zweite Frage, inwiefern die im Ausland anfallenden Risiken der nuklearen Stromproduktion für die Schweiz berücksichtigt werden sollen, kann nur politisch beantwortet werden. Methodisch geht es dabei um die Frage, wo die Systemgrenze der Analyse verläuft. Aber auch die Antwort darauf ist insofern normativ, als damit festgelegt wird, welche Bevölkerung bei der Wohlfahrtsanalyse überhaupt berücksichtigt werden soll.

## 2.3. EXTERNE ERTRÄGE VON F+E SOWIE VON LEARNING BY DOING

Neue Technologien durchlaufen verschiedene Entwicklungsstadien von der Erforschung über die Entwicklung bis zur Anwendung. Die ersten beiden Stadien bezeichnen den eigentlichen Innovationsprozess und werden als F+E-Aktivitäten bezeichnet. Damit ist aber die Entwicklung einer neuen Technologie noch nicht abgeschlossen, weil bei deren Anwendung in der Produktion, der Installation und im Gebrauch Lernprozesse stattfinden, die in der Regel über die Zeit zu einer Reduktion der Stückkosten führen (so genanntes learning by doing).

Wenn nun die Entwicklungsaktivitäten einer Unternehmung dazu führen, dass auch andere Unternehmen davon profitieren, ohne dass letztere dafür bezahlen, spricht man von spill-overs. Diese spill-overs stellen positive externe Erträge dar und führen dazu, dass die soziale Rendite der Entwicklung einer neuen Technologie höher ist als die private Rendite derjenigen Unternehmung, welche den Entwicklungsaufwand auf sich nimmt. Weil also nicht der ganze Ertrag der Entwicklung in der Unternehmung anfällt, besteht die Gefahr, dass ein Marktversagen resultiert, indem privatwirtschaftlich zu wenig in neue Technologien investiert wird. Eine Möglichkeit, das Marktversagen zu korrigieren, besteht darin, die Entwicklung neuer Technologien staatlich zu unterstützen.

Wenn auch die Existenz von spill-overs und positiven Lerneffekten grundsätzlich unbestritten ist, so ist viel weniger klar, wie stark und in welcher Form die Entwicklung der erneuerbaren Stromproduktion speziell gefördert werden soll. In diesem Zusammenhang ist es von Bedeutung, dass das Ausmass von spill-overs auf dem Weg von der reinen Forschung über die Innovation bis hin zur Anwendung abnimmt (Metcalf, 2014). Im F+E-Bereich bestehen aber bereits eine Reihe von staatlichen Unterstützungsmassnahmen, die sich nicht nur auf erneuerbare Energien beziehen, sondern ganz allgemein der Technologieförderung dienen. Dazu gehören die staatlich finanzierten Hochschulen und die damit verbundene Forschungsförderung über den Nationalfonds und die Kommission für Technologie und Innovation KTI.

Auch gibt es bereits einige spezifische Förderprogramme im Bereich der erneuerbaren Energien. So unterstützt das Bundesamt für Energie über Pilotprojekte die Markteinführung neuer Technologien, indem sie diese in der Praxis testet und bekannt macht. Zudem engagiert sich das Bundesamt über das Programm EnergieSchweiz in der Aus- und Weiterbildung von Energiefachleuten.

Nicht zuletzt gilt es zu erwähnen, dass über den Patentschutz eine Möglichkeit besteht, die Erträge von F+E-Aktivitäten zu internalisieren und damit das Trittbrettfahren zu verhindern. Ob neben all diesen bestehenden Instrumenten und Massnahmen eine Produktionsförderung von erneuerbarem Strom zur Technologieförderung noch nötig ist, wird in der Literatur stark in Frage gestellt. So hält die Europäische Investitionsbank in einem Bericht über effizientes, nachhaltiges und sicheres Energieangebot in Europa fest, dass “a long-term output subsidy to all firms does not seem to be first-best unless it is well targeted to the early movers in trying out new technologies” (Kolev & Riess, 2007).

## 2.4. VERSORGUNGSSICHERHEIT

### 2.4.1. Die verschiedenen Interpretationen des Begriffs

Versorgungssicherheit ist ein Begriff, der unterschiedlich interpretiert wird. Bemerkenswert dabei ist, dass Versorgungssicherheit politisch ganz anders ausgelegt wird als ökonomisch. Politisch wird darunter die Verfügbarkeit von Strom zu akzeptablen Preisen verstanden. Konkret wird dies vom Bundesrat in der Botschaft vom 3. Dezember 2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz (BBl, 2005) folgendermassen festgehalten: “Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.“ Natürlich ist damit noch nicht geklärt, wie hoch ein angemessener Tarif maximal sein darf. Dennoch ergibt sich mit dieser Umschreibung dann ein Problem, wenn gleichzeitig die Strommärkte liberalisiert werden sollen. Denn in einem freien Markt ist die Flexibilität des Preises eine Voraussetzung für dessen Funktionieren. So muss in Situationen der Knappheit der Preis steigen können, um einen Ausgleich von Nachfrage und Angebot zu ermöglichen.

Eine ganz andere, ökonomische Umschreibung des Begriffs Versorgungssicherheit findet sich im Grünbuch des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie über die Energiewende im Strommarkt (Bundes-

ministerium für Wirtschaft und Energie, 2014. S. 46), wo es heisst: „Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt bedeutet: Verbraucher können Strom beziehen, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten).“ Eine solche Umschreibung lässt hohe Preise in Situationen mit geringem Angebot zu. Die hohen Preise sind dann ein wichtiges Knappheitssignal an die Marktteilnehmer. Die Stromverbraucher werden sparsamer mit dem teuren Strom umgehen und gleichzeitig erhalten die Produzenten Anreize, Produktion und Kapazität zu erhöhen.

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom orientiert sich an der politischen Bedeutung des Begriffes und beurteilt die so verstandene Versorgungssicherheit fortlaufend. Dazu werden in den vier Beobachtungsbereichen Netze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld gesamthaft 28 Beobachtungsgrössen untersucht. So werden im Bereich Produktion u. a. die Entwicklung der Produktionsleistung, die Winterimportabhängigkeit der Schweiz und die Exportmöglichkeiten des Auslands in die Schweiz abgeschätzt (ElCom, 2014).

In ihrem neuesten Bericht zur Versorgungssicherheit kommt die ElCom zum Schluss, dass die Versorgungssicherheit aktuell als sicher zu beurteilen ist. Sie weist aber darauf hin, dass ein stellenweiser Ausbau von Transformatoren zum sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes notwendig ist. In Bezug auf die zukünftige Entwicklung ist insofern mit einem höheren Risiko zu rechnen, als die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz und in Deutschland nicht ersetzt werden und auch verschiedene fossile Kraftwerke in Deutschland und Italien ausser Betrieb genommen werden. Damit entfällt ein beträchtlicher Teil an Bandstrom, der regelmässig über die Zeit produziert werden kann.

Wenn nun aufgrund dieser Risiken die Preisschwankungen so stark zunähmen, dass es gemäss der politischen Umschreibung von Versorgungssicherheit zu unangemessen hohen Preisen kommen würde, dann bestünde eine politische Veranlassung für einen Markteingriff. Ein so begründeter staatlicher Eingriff ist allerdings zu unterscheiden von Eingriffen aufgrund von Marktversagen im engeren Sinne, das zu Ineffizienz führt. Hohe Preise sind wie erwähnt kein Indiz für Ineffizienz. Im Gegenteil: Flexible Preise sind eine Voraussetzung für Effizienz.

Nichtsdestotrotz kann eine erhöhte Abhängigkeit von Stromimporten zu Marktversagen führen, allerdings nicht wegen hoher Preise, sondern aufgrund von externen Effekten. Damit befasst sich der nächste Abschnitt.

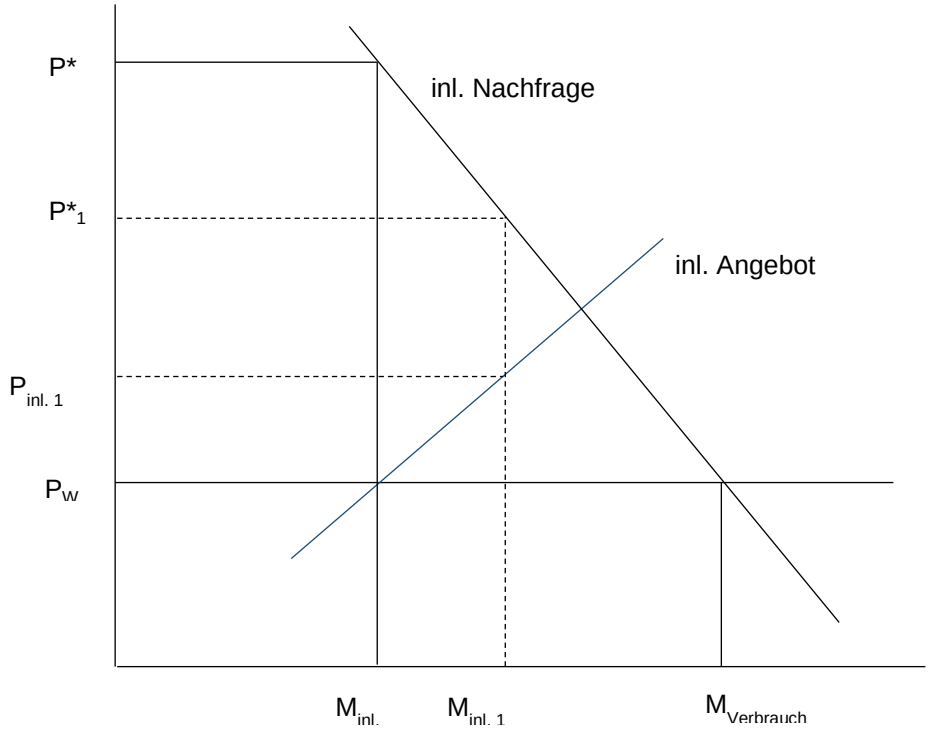
### 2.4.2. Versorgungssicherheit und Marktversagen

Ob bezüglich Versorgungssicherheit auf Energiemärkten überhaupt Externalitäten und damit Marktversagen vorliegen, wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Eine kritische Haltung vertritt Metcalf (2014), der wenig externe Effekte auf dem Energiemarkt verortet, sich dabei aber v. a. auf fossile Energieträger konzentriert. Nun sind fossile Energieträger lagerfähig und erlauben es daher, strategische Vorratslager zu halten. Im Unterschied dazu ist Strom kaum oder zumindest weniger lagerfähig. Gleichzeitig ist der Aufbau von Produktionskapazitäten zeitaufwändig. Ein Unterbruch des Stromimports könnte also nicht sofort durch eigene neue Produktion ersetzt werden. Somit ist der Strommarkt durch spezielle Eigenschaften gekennzeichnet, die zu externen Effekten im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit führen können.

Unter diesen Voraussetzungen zeigt die Abbildung 2 zwei Situation: eine mit und eine ohne Importunterbruch. In normalen Zeiten mit Stromimport gelte der Weltmarktpreis $P_W$, bei welchem im Inland Strom im Ausmass von $M_{inl.}$ produziert und $M_{Verbrauch}$ konsumiert wird. Die Differenz von inländischem Konsum und inländischer Produktion wird importiert. Kommt es in dieser Ausgangslage zu einem Importunterbruch, so stehen im Inland aus den erwähnten Gründen nur noch $M_{inl.}$ zur Verfügung und der Preis schnellt auf P* hoch.

Dieser starke Preisausschlag liesse sich abschwächen, indem in normalen Zeiten eine grössere inländische Kapazität aufgebaut würde. Wenn diese Kapazität wie in der Abbildung eingezeichnet bei $M_{inl.1}$ Einheiten läge, dann würde der Preis bei einem Importunterbruch nur auf $P^*_1$ ansteigen. Dieser Vorteil muss allerdings dadurch erkauft werden, dass in normalen Zeiten mit einem Weltmarktpreis von $P_W$ ein höherer Preis für die vermehrte inländische Produktion in der Höhe von $P_{inl.1}$. bezahlt werden muss. Die höheren Kosten der vermehrten inländischen Produktion sind dann eine Art Versicherungsprämie zur Verhinderung von zu grossen Preisausschlägen.

Abbildung 2: Strommarkt mit Importunterbruch




Ein Marktversagen ergibt sich bei der in Abbildung 2 dargestellten Situation dann, wenn im Falle eines Importunterbruchs diejenigen Verbraucher, welche in normalen Zeiten nicht über einen höheren Preis für einen Ausbau der inländischen Kapazität gesorgt haben, dennoch vom weniger stark ansteigenden Preis bei einem Importunterbruch profitieren können. Damit ist das Problem der Nicht-Ausschliessbarkeit (von einzelnen Verbrauchern) angesprochen, welches typisch ist für den Strommarkt – zumindest mit den derzeit üblichen Abrechnungssystemen. In diesem Fall würden Verbraucher, die in normalen Zeiten z. B. über den Kauf eines Herkunftsnachweises bzw. Gütesiegels für inländischen erneuerbaren Strom für einen Ausbau der Produktionskapazitäten sorgten, einen positiven externen Effekt für die anderen Verbraucher erzeugen, der nicht abgegolten wird.

Ob komplexere Verrechnungen ermöglichen werden, dass sich in Zukunft ein funktionsfähiger Versicherungsmarkt entwickeln kann, wird sich weisen müssen. Aktuell besteht aber noch ein Trittbrettfahrer-Problem, welches dazu führt, dass in normalen Zeiten zu wenig inländische Produktion nachgefragt wird. Ob das Problem quantitativ von Bedeutung ist, soll die Simulation im nächsten Abschnitt zeigen.

### 2.4.3. Simulation optimaler Versorgungssicherheit

Bei der Bestimmung der optimalen Versorgungssicherheit ist zunächst festzuhalten, dass dies nicht mit maximaler Sicherheit gleichzusetzen ist, da Sicherheit ebenso Kosten verursacht. Die ElCom schreibt dazu: „Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist bei der Importabhängigkeit darauf hinzuweisen, dass die Chancen (günstige Preise, Flexibilität) gegenüber den Risiken (Volatilität, physischer Engpass) sorgfältig abzuwägen sind“ (ElCom, 2014, S. 5). Formal lässt sich zeigen, dass bezogen auf die Darstellung im vorherigen Abschnitt ein optimaler Versorgungsgrad dann gegeben ist, wenn die Mehrkosten einer zusätzlichen Einheit einheimischer Produktion gerade gleich gross sind wie die Differenz zwischen dem Preis bei Importunterbruch und den Produktionskosten dieser zusätzlichen Einheit, wobei diese Grössen noch mit der Eintretenswahrscheinlichkeit gewichtet werden müssen.

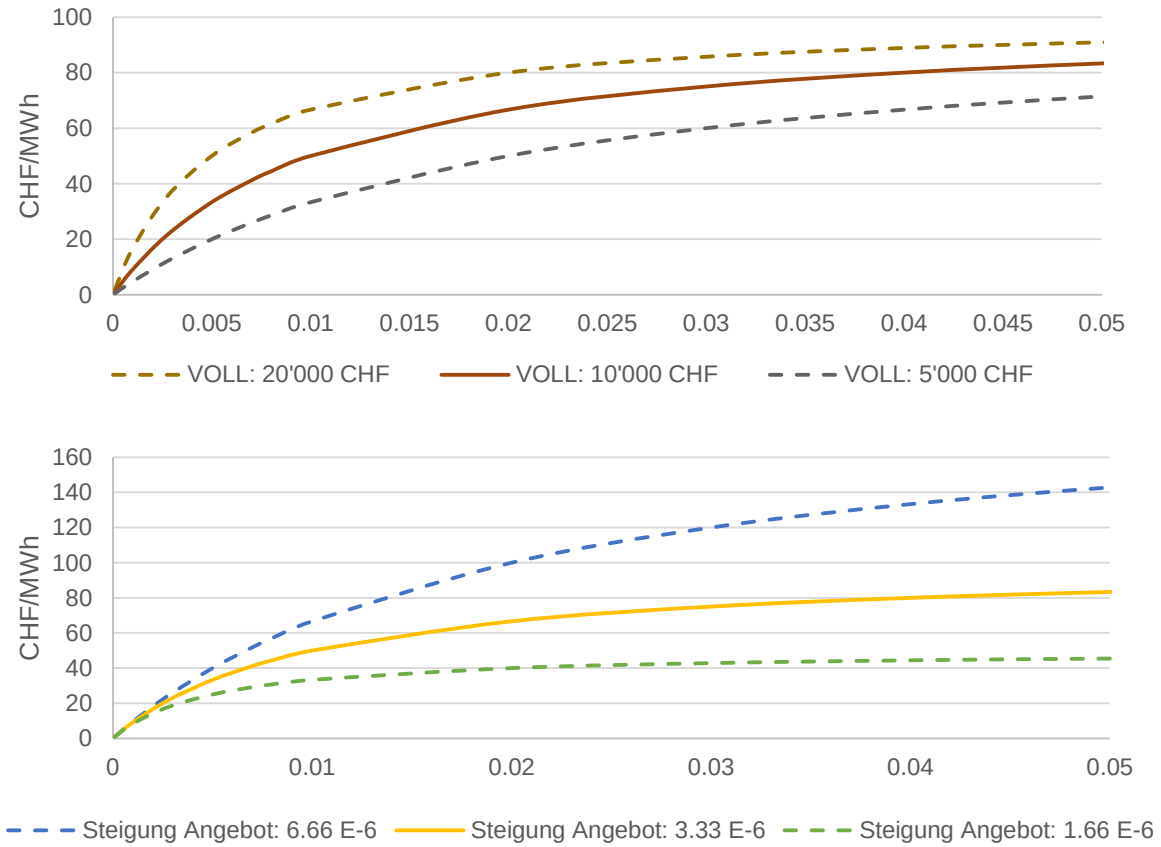
Je grösser das Risiko eines Importunterbruchs ist, desto stärker wirkt sich der hohe Preis, der sich bei einem Unterbruch ergibt, aus und desto grösser ist die optimale einheimische Produktionsmenge. Aus diesem Grund werden die Simulationsresultate in Abhängigkeit des Risikos dargestellt.[1]

Für die Berechnung wird in der Ausgangssituation ein Stromhandelspreis in der Höhe von 50 Franken pro Megawattstunde, eine inländisch produzierte Menge von 30 Millionen und eine konsumierte Menge von 60 Millionen Megawattstunden pro Jahr unterstellt.

Zusätzlich müssen Annahmen über die Steigung der inländischen Nachfrage- und Angebotskurven getroffen werden. Dabei wird die Nachfragekurve so modelliert, dass die daraus resultierende durchschnittliche Zahlungsbereitschaft für eine Megawattstunde den Werten entspricht, die sich in Studien über den so genannten value of lost load VOLL ergeben (Welle & Zwaan, 2007; Polynomics, 2008). Diese Werte geben an, welchen Verlust die Stromverbraucher durch Stromunterbrüche erleiden, und liegen ein Vielfaches über den Marktpreisen. In der Basisberechnung wird ein VOLL von 10‘000 Franken pro Megawattstunde verwendet. Angebotsseitig wird ein zentraler Steigungswert von 3.33E-6 unterstellt, der ausdrückt, dass bei einem Preis von 150 langfristig die doppelte Menge, also 60 Millionen Megawattstunden, im Inland produziert würde.

Mit diesen Annahmen wird ein stilisierter Strommarkt der Schweiz nach Stilllegung der inländischen Kernkraftwerke modelliert, wobei die Steigungen der Angebots- und Nachfragefunktionen zur Analyse der Sensitivität der Ergebnisse jeweils verdoppelt und halbiert werden.

Abbildung 3: Optimale Subvention pro MWh in Abhängigkeit des Risikos eines Importunterbruchs




In Abbildung 3 sind die Ergebnisse auf Basis dieser zentralen Parameterwerte als durchgezogene Linien dargestellt. Es zeigt sich, dass der optimale Fördersatz mit dem Risiko eines Importunterbruchs zuerst stark zunimmt und dann konvergiert. Bei einem Risiko von einem Prozent erreicht der Satz gerade 50 Franken pro Megawatt-

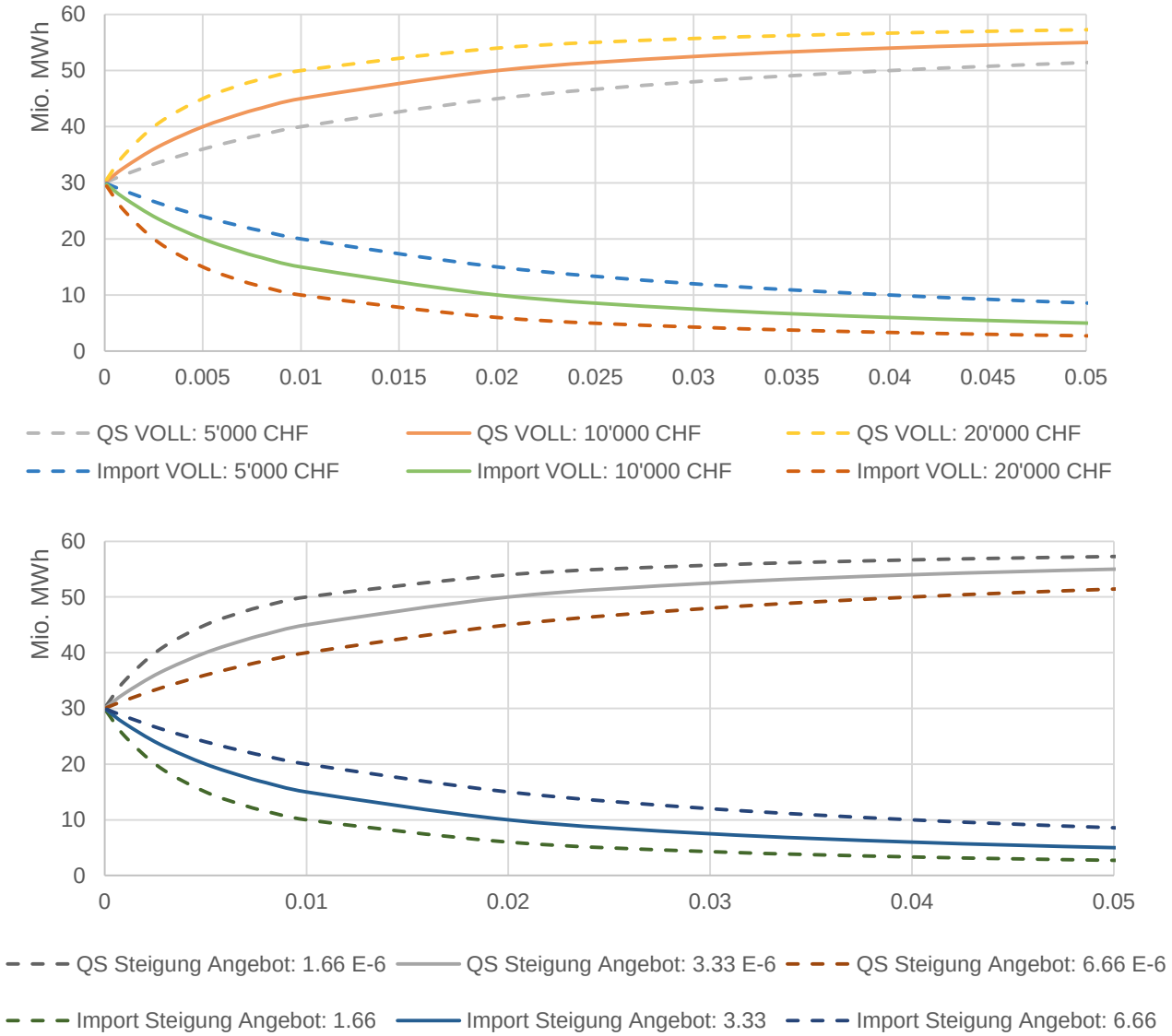
[1] Eine methodisch analoge Simulation findet sich bei Markandya und Pemberton (2010), allerdings bezogen auf Rohölmärkte.

stunde. Wenn erwartet wird, dass es an einem Tag pro Jahr zu einem Unterbruch kommt (Risiko=1/365, also etwa 0.0027), dann ist der entsprechende Fördersatz noch 22 Franken.

Die Abbildung 4 zeigt, wie mit dem Importrisiko die optimale inländisch produzierte Strommenge (QS) zunimmt und als Folge davon die importierte Menge zurückgeht. Bei einem Risiko von einem Prozent steigt die inländische Menge auf 45 Millionen Megawattstunden an, während der Import auf 15 Millionen Megawattstunden zurückgeht. Bei einem Risiko von einem Tag pro Jahr sind die entsprechenden Werte 36 und 24 Millionen Megawattstunden.

Die gestrichelten Linien in den beiden Abbildungen geben die Resultate wieder, die entstehen, wenn die Steigung der Nachfrage- bzw. der Angebotskurve jeweils verdoppelt oder halbiert wird. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse ähnlich sensitiv auf die Veränderung dieser zwei Parameter reagieren. Eine steilere (flachere) Nachfragekurve bedeutet, dass der Preis bei einem Importunterbruch stärker (weniger stark) ansteigt. Deshalb ist auch die Versicherungsprämie im Sinne der Subventionsrate und als Folge auch die inländische Produktion höher (tiefer). Verläuft dagegen die Angebotskurve steiler (flacher), dann ist die Substitution von importiertem durch einheimischen Strom kostspieliger (günstiger) und entsprechend kleiner (grösser) ist die optimale inländische Menge, obwohl der Subventionssatz höher (tiefer) ist.

Abbildung 4: Optimale Mengen Eigenproduktion (QS) und Import in Abhängigkeit des Risikos eines Importunterbruchs



Allgemein zeigen die Simulationsergebnisse, dass der optimale Fördersatz und damit das Ausmass der einheimisch produzierten Strommenge stark davon abhängen, wie das zukünftige Risiko eines Importunterbruchs in der Situation eingeschätzt wird, bei welcher die durch den Wegfall des schweizerischen Atomstroms entstehende Lücke durch Importe gedeckt würde. Die quantitative Abschätzung dieses Risikos ist äusserst komplex und soll an dieser Stelle auch nicht vorgenommen werden. Es sei aber darauf hingewiesen, dass auch bei einem Risiko im Promille-Bereich bereits optimale Subventionsraten resultieren, die im Vergleich zum Ausgangspreis von 50 Franken pro Megawattstunde nicht vernachlässigbar sind und die zu einer wesentlichen Ausdehnung der erneuerbaren Stromproduktion führen.

## 2.5. SCHLUSSFOLGERUNGEN ZUR ÖKONOMISCHEN BEGRÜNDUNG DER FÖRDERUNG

Die Erörterungen in diesem Kapitel führen zum Schluss, dass die Versorgungssicherheit neben dem Risiko der vermehrten ausländischen Produktion von Atomstrom das stärkste ökonomische Argument für eine Förderung der inländischen Stromproduktion ist. Damit ist allerdings noch nicht festgelegt, welche Art der Stromproduktion gefördert werden soll. Um Mitnahmeeffekte[2] zu verhindern und damit gleichzeitig die finanziellen Transfers möglichst gering zu halten, sollte grundsätzlich nur diejenige Stromproduktion gefördert werden, welche ohne Förderung nicht rentabel und gleichzeitig nicht zu teuer ist. In Abbildung 2 sind dies die Anbieter der Mengen $M_{inl.}$ bis $M_{inl.1}$.

Aus Effizienzgründen empfiehlt es sich, bestehende Anlagen nicht zu fördern, solange der Strompreis über den variablen Produktionskosten liegt. Denn solange ein positiver Deckungsbeitrag erzielt werden kann, besteht auch dann ein Anreiz zur weiteren Produktion, wenn ein Teil der Fixkosten nicht gedeckt werden kann. Die Entscheidung, wer für diese ungedeckten Fixkosten aufzukommen hat, ist eine politische Verteilungsfrage, die wenig mit der Menge des inländisch produzierten Stroms zu tun hat.

Der Strom aus neuen Produktionsanlagen sollte wie erwähnt nur dann gefördert werden, wenn diese nicht oder noch nicht profitabel betrieben werden können und daher nicht ohnehin gebaut würden. Streng genommen trifft das auch für neue fossil-thermische Anlagen zu. Im schweizerischen Energiegesetz ist die Förderung allerdings auf die erneuerbaren Energien beschränkt. So hält Artikel 1, Absatz 2c fest, dass das Gesetz die verstärkte Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien bezweckt. Konkret ist dazu:

- die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 5.4 Millionen Megawattstunden zu erhöhen. Der Bundesrat kann Elektrizität, welche aus erneuerbaren Energien im Ausland erzeugt wurde, bis zu einem Anteil von 10 Prozent diesem Ziel anrechnen.
- die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus Wasserkraftwerken bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 2 Millionen Megawattstunden zu erhöhen.

Noch weiter gehen die Zielvorgaben im Rahmen der Energiestrategie 2050, die vom Parlament im Herbst 2016 beschlossen wurde, aber noch nicht in Kraft ist. So sollen im Jahr 2035 durchschnittlich 11.4 Millionen Megawattstunden Strom mit neuen erneuerbaren Energien produziert werden, während der pro Kopf Stromverbrauch bis dann um 13 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden soll.

Es stellt sich daher unabhängig von der ökonomischen Begründung die Frage, mit welchen Instrumenten diese politisch vorgegebenen Ziele möglichst effizient, d. h. zu möglichst tiefen Kosten erreicht werden können. Damit befasst sich das nächste Kapitel.

[2] Mitnahmeeffekte ergeben sich, wenn Projekte gefördert werden, welche auch ohne Unterstützung realisiert worden wären.

# 3. Die Förderinstrumente im Einzelnen

Die einzelnen finanziellen Förderinstrumente können sich in der Praxis je nach Ausgestaltung erheblich voneinander unterscheiden. Im Folgenden werden daher die Instrumente zuerst in ihrer ursprünglichen Form erläutert, dann erfolgt eine Effizienzdiskussion und schliesslich wird als deren Folge eine Modifikation der Instrumente vorgestellt.

## 3.1. DIE INSTRUMENTE IN IHRER URSPRÜNGLICHEN FORM

Gemäss Resch et al. (2007) lassen sich die Förderinstrumente danach einteilen, ob sie investitions- oder produktionsbezogen und ob sie preis- oder mengengetrieben sind. In der Tabelle 2 sind die einzelnen Instrumente nach diesen Kriterien unterteilt. Die Auktionen nehmen dabei insofern eine spezielle Stellung ein, als sie je nach Inhalt der Auktion mit den anderen Instrumenten kombiniert werden können.

Tabelle 2: Kategorisierung der Förderinstrumente

| | preisgetrieben | mengengetrieben |
|---|---|---|
| investitionsbezogen | Investitionsbeihilfen<br>Steuererleichterungen | Auktionen |
| produktionsbezogen | Einspeisetarif (feed-in tariff)<br>Einspeiseprämie (feed-in premium) | Auktionen<br>Quoten und grüne Zertifikate |

Eine weitere Unterscheidung bezieht sich darauf, ob die Förderung bereits vor dem Investitionsentscheid (ex ante) oder erst nach der Einspeisung des produzierten Stroms (ex post) erfolgt. Investitionsbezogene Förderung erfolgt typischerweise ex ante – und wird in Abhängigkeit der installierten Leistung (z. B. MW) bestimmt. Produktionsbezogene Förderung findet dagegen häufig ex post statt, kann aber im Fall von Auktionen auch ex ante erfolgen.

### 3.1.1. Einspeisetarif (feed-in tariff)

Beim Einspeisetarif bekommen die Produzenten von erneuerbarem Strom einen im Voraus festgelegten Preis pro ins Netz eingespeister Stromeinheit, der über dem Marktpreis liegt. Mit dieser Preisgarantie ist meist auch eine Abnahmegarantie verbunden, durch welche die Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind, den Strom der einspeiseberechtigten Produzenten jederzeit in unbeschränkter Menge zu den vorgegebenen Tarifen abzugelten. Die höheren Preise werden typischerweise über einen Zuschlag auf den Verbraucherpreis auf die Stromkonsumenten überwälzt.

Idealerweise ist der festgelegte Tarif so hoch, dass dadurch Anreize geschaffen werden, die erneuerbare Stromproduktion im politisch gewünschten Ausmass zu erhöhen. Ist der Tarif zu tief, wird die zusätzlich produzierte Strommenge zu gering sein; ist er zu hoch, so wird zu viel produziert und die Produzenten realisieren hohe Gewinne, die die Konsumenten bezahlen müssen. Zur Festlegung der Tarifhöhe müssen daher die Kosten der erneuerbaren Stromproduktion abgeschätzt werden. Da diese Kosten je nach Technologie und Anlagegrösse unterschiedlich sind, wird der Tarif oft danach differenziert. Zur Berücksichtigung der Kosteneinsparungen, welche sich im Laufe der Entwicklung und Anwendung neuer Technologien ergeben (s. dazu Abschnitt 2.3) werden zudem die Tarife über die Zeit hinweg nach unten angepasst, wobei die tieferen Tarife nur auf die neuen Anlagen angewandt werden.

Neben dem Einspeisetarif muss auch eine Zeitdauer festgelegt werden, während der die Vergütung bezahlt wird. So beträgt sie in der Schweiz für Photovoltaikanlagen 20 Jahre und entspricht damit ungefähr der Lebensdauer einer solchen Anlage.

### 3.1.2. Einspeiseprämie (feed-in premium)

Im Unterschied zum Einspeisetarif wird beim System der Einspeiseprämie dem Produzenten von erneuerbarem Strom ein Zuschlag zum ansonsten auf dem freien Markt verkauften Strom ausbezahlt (so genannte Direktvermarktung). Damit setzt sich der Erlös der Produzenten aus zwei Elementen, dem Marktpreis und der Prämie, zusammen. Eine eigentliche Abnahmegarantie gibt es bei dieser Lösung nicht. Die ist allerdings auch nicht nötig, da der Stromanbieter seine Produktion jederzeit auf dem Markt zum entsprechenden Preis absetzen kann.

Die Prämie dient dazu, die Differenz zwischen den relativ hohen Produktionskosten des erneuerbaren Stroms und dem Marktpreis auszugleichen und somit die erneuerbare Technologie konkurrenzfähig zu machen. Die Prämienhöhe lässt sich wie die Höhe des Einspeisetarifs nach Technologie, Anlagegrösse und Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage differenzieren.

### 3.1.3. Investitionsbeihilfen

Investitionsbeihilfen werden in Form von Einmalzahlungen zur Abgeltung eines Teils der Investitionen in erneuerbare Stromproduktionsanlagen gewährt. Ähnlich wie bei der Einspeiseprämie sollen mit diesen Subventionen die Mehrkosten der erneuerbaren Stromproduktion abgegolten werden. Der Verkauf des produzierten Stroms erfolgt dann zu Marktpreisen.

Im Prinzip unterscheidet sich die Investitionsbeihilfe nicht von der Einspeiseprämie, falls der Gegenwartswert der zukünftigen Prämien gleich gross ist wie die einmalige Investitionssubvention. In der Praxis besteht durchaus ein Unterschied darin, dass die finanzielle Unterstützung im einen Fall sofort und damit in bekannter Höhe anfällt, während sie im anderen Fall erst zukünftig und nicht risikolos erwartet werden kann.

In der Schweiz werden seit 2014 kleinere Photovoltaikanlagen bis zu 10 Kilowatt normierter Spitzenleistung mit einer Einmalvergütung in Höhe von höchstens 30 Prozent der Investitionskosten einer Referenzanlage finanziell gefördert. Diesen Anlagen steht dann keine Einspeisevergütung mehr zu. Für Anlagen zwischen 10 und 30 Kilowatt Leistung ist eine Wahl zwischen Einmalzulage oder Einspeisevergütung möglich, während für grössere Anlagen nach wie vor eine Einspeisevergütung vorgesehen ist.

### 3.1.4. Quoten und Handel mit grünen Zertifikaten

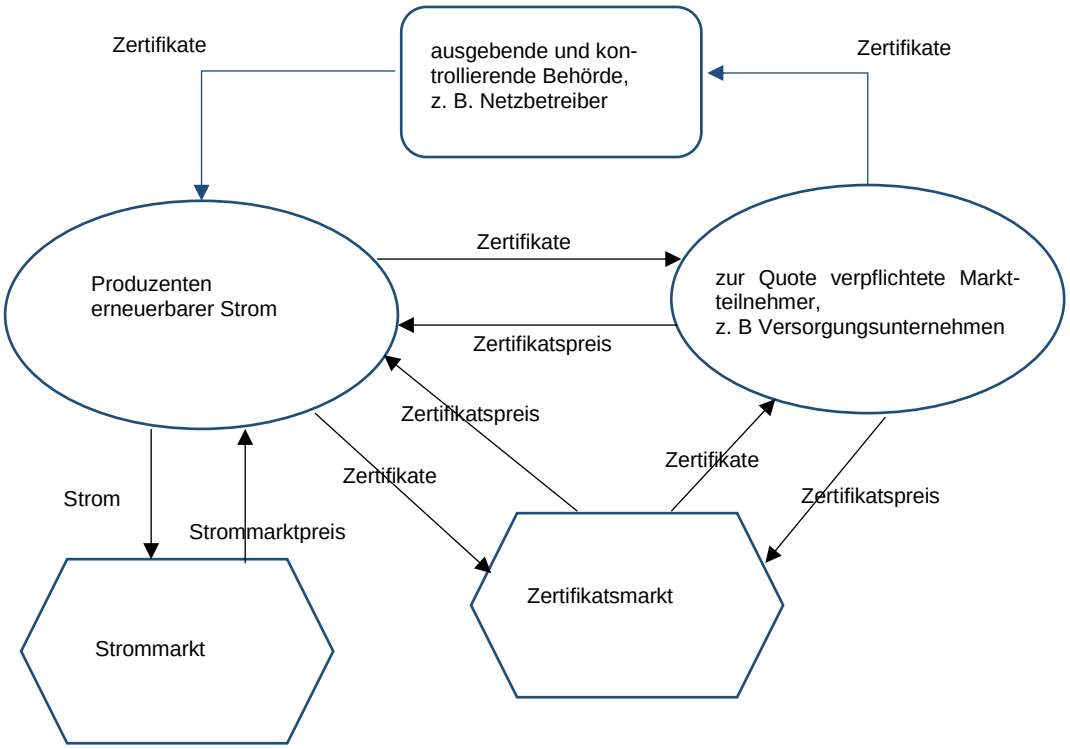
Bei der Zertifikatsregelung wird die erneuerbar zu produzierende Strommenge politisch festgelegt, die dann über verbriefte grüne Zertifikate unabhängig vom Strom gehandelt werden kann. Im Unterschied zu den handelbaren Zertifikaten von $CO_2$-Emissionen, wo eine maximale Menge festgelegt wird, wird bei den grünen Stromzertifikaten eine minimale Menge fixiert. Diese Menge kann als Anteil der gesamthaft produzierten oder konsumierten Menge oder als absoluter Wert festgelegt werden.

Ein stilisierter Ablauf eines grünen Zertifikatssystems ist in Abbildung 5 dargestellt. Dabei erhalten die Produzenten von erneuerbarem Strom von der ausgebenden Behörde, z. B. vom Netzbetreiber, ein Zertifikat, wenn sie ihren Strom ins Netz einspeisen. Das Zertifikat kann dann auf dem Zertifikatsmarkt oder direkt an die Versorger verkauft werden, wenn diese zur Einhaltung einer Quote verpflichtet sind. Zudem verkauft der Produzent den Strom auf dem Strommarkt zum Marktpreis. Wie bei der Einspeiseprämie erhält der Produzent von erneuerbarem Strom also eine doppelte Abgeltung, wobei im Unterschied zur Einspeiseprämie der Zertifikatspreis im Voraus nicht bekannt ist. Die Versorger können Zertifikate auf dem Zertifikatsmarkt handeln. So kann ein Versorger, der weniger als die benötigte Menge an erneuerbarem Strom eingekauft hat, dies durch den Kauf von Zertifikaten ausgleichen, die von einem anderen Versorger angeboten werden, der mehr als die benötigte Menge an grünem

Strom eingekauft hat. Als Folge dieses Handels sollte sich ein einheitlicher Zertifikatspreis ergeben, der dazu führt, dass der erneuerbare Strom möglichst kostengünstig produziert wird.

Eine Quote kann gesamthaft für alle erneuerbaren Produktionstechnologien oder spezifisch für einzelne Technologien festgelegt werden. Im zweiten Fall wird allerdings die Entscheidung, welche Technologie sich zu welchen Anteilen durchsetzt, bereits politisch vorweggenommen. Zudem besteht dabei die Gefahr, dass die Marktliquidität in den einzelnen Märkten zu gering ist und sich kein funktionsfähiger Wettbewerb entwickelt.

Abbildung 5: Stilisierter Ablauf Zertifikatssystem




Übernommen aus Van Der Linden et al. (2005)

Um die Marktliquidität zu erhöhen und dennoch zwischen den einzelnen Technologien zu unterscheiden, kann ein so genanntes technology-banding eingeführt werden, bei welchem die einzelnen Technologien pro produzierter Stromeinheit eine unterschiedliche Anzahl von Zertifikaten bekommen. Will man z.B. die Photovoltaik stärker fördern als die Windenergie, können für eine Einheit Photovoltaikstrom mehr Zertifikate ausgegeben werden als für eine Einheit Windstrom. Die Zertifikate lassen sich dann wieder als einheitliches Gut handeln. Bei dieser Lösung lässt sich zwar nach wie vor die Menge an Zertifikaten festlegen; wie viel erneuerbarer Strom damit produziert wird, ist aber nicht mehr eindeutig, weil die unterschiedlich gewichtete Zuteilung der Zertifikate auf die einzelnen Technologien dem Markt überlassen wird.

## 3.2. EFFIZIENTE KAPAZITÄT UND PRODUKTIONSMENGE

Bei der Beurteilung der einzelnen Förderinstrumente ist zu unterscheiden, welche Auswirkungen sie auf den Investitionsentscheid und auf den Produktions- bzw. Einspeisungsentscheid haben. Im ersten Fall geht es um den Aufbau einer erneuerbaren Stromproduktionskapazität, wobei der langfristig zu erzielende Durchschnittspreis ein wichtiger Entscheidungsfaktor ist, während kurzfristige Preisschwankungen weniger von Bedeutung sind. Im

Unterschied dazu sind beim Produktions- bzw. Einspeisungsentscheid die kurzfristigen Preisschwankungen von grosser Bedeutung.

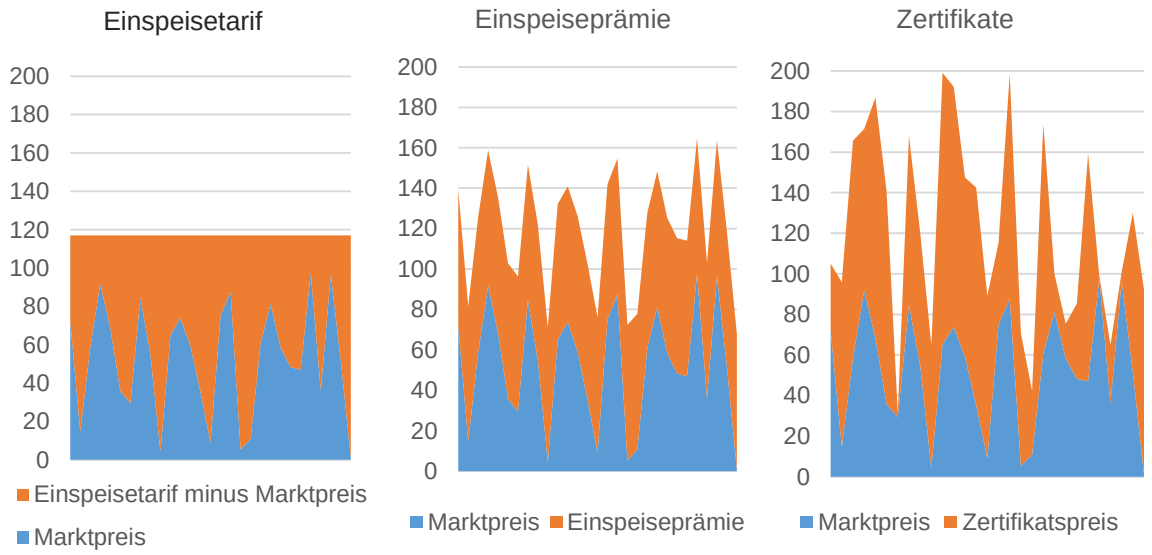
Als ökonomisches Beurteilungskriterium werden beim Investitionsentscheid die Kosten verwendet. Es geht also um die Frage, bei welchem Förderinstrument eine politisch vorgegebene Kapazität zu den tiefsten Kosten erstellt werden kann. Beim Produktionsentscheid sind die Kapazität und damit der allergrösste Teil der Kosten bereits festgelegt. Deshalb geht es dabei darum, welches Instrument den Strom so produziert bzw. ins Netz einspeist, dass dadurch die Verbraucher am meisten profitieren können.

### 3.2.1. Der Investitionsentscheid

Bei der Analyse der Auswirkungen der verschiedenen Förderinstrumente auf den Investitionsentscheid wird im Sinne der Vergleichbarkeit davon ausgegangen, dass die Höhe der Förderung im Erwartungswert bei allen Instrumenten gleich hoch ist. Die Auswirkungen wären sonst unterschiedlich, weil das Förderausmass unterschiedlich ist und nicht, weil die Instrumente an sich verschieden sind.

Bei gleichem Erwartungswert der Förderhöhe können sich die Instrumente aber immer noch bezüglich der Varianz des Preises, der an den Produzenten ausbezahlt wird, unterscheiden. Dies ist in Abbildung 6 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass beim Einspeisetarif kein Preisrisiko besteht, weil unabhängig vom Strommarktpreis ein fixer Abnahmepreis ausbezahlt wird. Bei der Einspeiseprämie trägt der Produzent das ganze Strommarktpreisrisiko, weil in seiner Grundform die Prämie fix und unabhängig vom Strommarktpreis ist. Noch grösser ist das Risiko bei der Zertifikatslösung. Hier kumulieren sich Strommarkt- und Zertifikatspreisrisiko. Bei der Investitionssubvention, die in der Abbildung nicht dargestellt ist, wird die „Einspeiseprämie“ sozusagen einmalig im Voraus ausbezahlt. Dadurch entfällt das Mengenrisiko, welches sich bei der Einspeiseprämie wie bei auch bei den anderen abgebildeten Instrumenten dadurch ergibt, dass im Voraus nicht sicher ist, wie viel Strom mit einer Anlage überhaupt produziert werden kann.

Abbildung 6: Förderinstrumente und Preisrisiko




Preisrisiken wie andere Risiken auch können abgesichert werden, indem diese an Dritte, z.B. an grosse Versorgungsunternehmen, übertragen werden. Das hat allerdings seinen Preis. Basierend auf Interviews von Finanzierungsexperten wird geschätzt, dass die Kosten für ein Einspeisetarifsystem gegenüber der Einspeiseprämie um acht Prozent tiefer liegen und die Einspeiseprämie wiederum zehn Prozent günstiger ist als das Zertifikatssystem (Klessmann et al., 2013). Die unterschiedlichen Kosten ergeben sich wohlgemerkt bei identischer Produktionsanlage und fallen – falls sie nicht abgesichert werden –- in Form von höheren Kapitalkosten an.

Der Einspeisetarife bietet also die grösste Preissicherheit. Es ist zu beachten, dass diese Sicherheit auf Seiten der Produzenten nicht zulasten der Verbraucher geht. Im Gegenteil, der feste Tarif schützt auch die Verbraucher vor Marktpreisschwankungen. Das Instrument kann also auch als Versicherung zwischen inländischen Produzenten und Konsumenten gegenüber Preisschwankungen auf den internationalen Märkten verstanden werden.

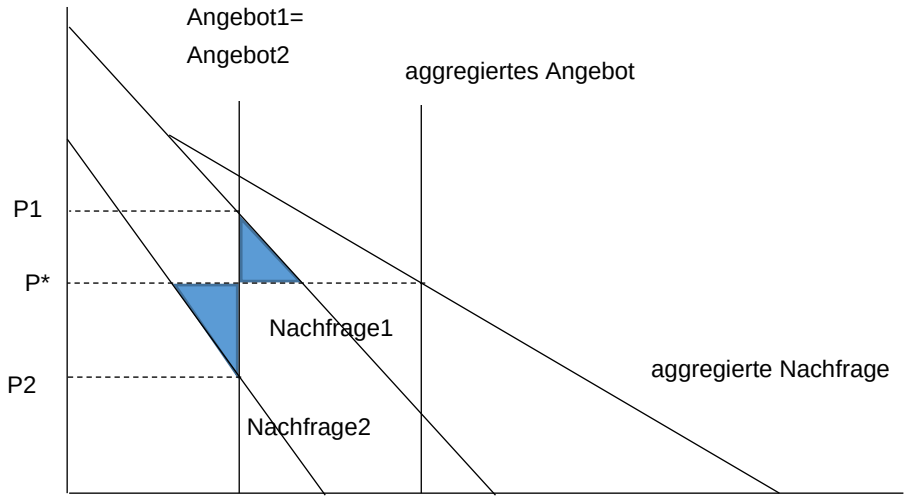
### 3.2.2. Der Produktionsentscheid

Die Preissicherheit des Einspeisetarifs ist einer der Gründe, warum dieses Instrument für den Aufbau von Produktionskapazitäten in einigen Ländern sehr wirksam war. Bezüglich Produktions- bzw. Einspeisungsentscheid hat das Instrument allerdings den Nachteil, dass kurzfristige Preisschwankungen z.B. im Tages- oder Wochenverlauf nicht an die Produzenten weitergereicht werden, da diese unabhängig von der Nachfragesituation immer die gleich hohe Abgeltung bekommen. So kann es vorkommen, dass auch dann noch geförderter Strom eingespeist wird, wenn der Marktpreis negativ ist, wenn also das Netz durch zu viel Strom überlastet ist und den Verbrauchern etwas dafür bezahlt wird, diese Überlastung abzubauen.

Das Problem, dass bei einem Einspeisetarifsystem die Anbieter keinen Anreiz haben, auf kurzfristige Preisschwankungen zu reagieren, ist in Abbildung 7 vereinfacht dargestellt. Die beiden Nachfragekurven Nachfrage1 und Nachfrage2 beschreiben dabei unterschiedliche Nachfragesituationen, z.B. an einem Wochentag und an einem Sonntag. Da die Abgeltung beim Einspeisetarifsystem für die Anbieter an beiden Tagen gleich hoch ist, wird unterstellt, dass diese an beiden Tagen gleich viel Strom anbieten (Angebot1=Angebot2). Dadurch ergibt sich am Wochentag mit P1 ein höherer Marktpreis als am Sonntag mit P2. Am Wochentag herrscht also eine grössere Knappheit als am Sonntag. Daher würden die Verbraucher einen Vorteil erlangen, wenn sie am Wochentag mehr Strom als am Sonntag zur Verfügung hätten.

Würden die unterschiedlichen Preise an die Anbieter weitergegeben, hätten diese einen Anreiz, im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten mehr Strom am Wochentag als am Sonntag ins Netz einzuspeisen. Unter der vereinfachenden Annahme, dass diese zeitliche Verschiebung der Einspeisung kostenlos ist, würde der optimale Verbrauchervorteil dann erreicht, wenn an beiden Tagen der gleiche hohe Preis P* resultierte. Der Vorteil gegenüber der Situation, in welcher keine Angebotsanpassung stattfindet, lässt sich durch die Flächen der beiden schattierten Dreiecke ausdrücken. Der Vorteil ergibt sich dadurch, dass der Nutzenverlust durch den geringeren Verbrauch am Sonntag mehr als kompensiert wird durch den Nutzengewinn durch den Mehrverbrauch am Wochentag.

Abbildung 7: Kurzfristige Preisschwankungen und Preisausgleich



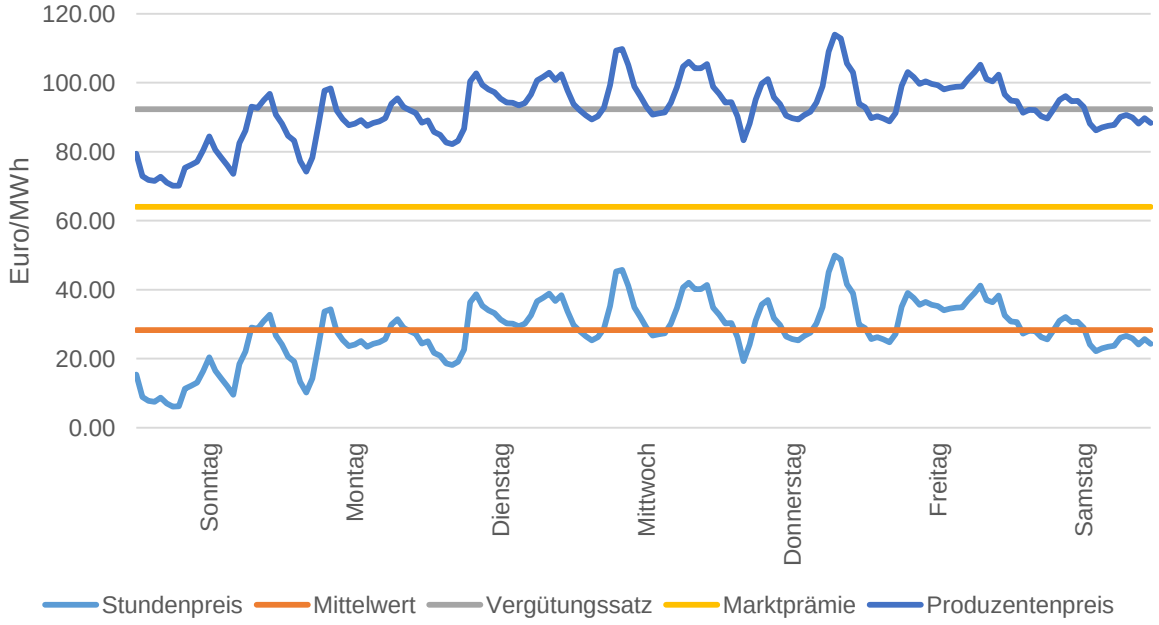
Im Unterschied zum Einspeisetarifmodell werden bei den anderen Förderinstrumenten kurzfristige Marktpreisschwankungen an die Produzenten weitergegeben. Wie im vorigen Abschnitt erläutert, haben diese anderen Instrumente jedoch den Nachteil, dass sie ein höheres Investitionsrisiko aufweisen. Es fragt sich daher, ob durch eine geeignete Modifikation der Instrumente der Nachteil korrigiert werden kann, ohne dabei den Vorteil preiszugeben.

### 3.2.3. Modifikationen der Förderinstrumente

Eine Modifikation des Einspeiseprämieninstruments besteht darin, dass die Prämie nicht mehr fix, sondern flexibel in Abhängigkeit eines gemittelten Marktpreises festgelegt wird. Ein solcher Mechanismus wurde in der Schweiz vom Parlament im Rahmen der Beratungen zur Energiestrategie 2050 bereits beschlossen (Stand September 2016). In Deutschland ist das Modell bereits eingeführt worden und soll ab 2017 für alle Neuanlagen mit Ausnahme von Kleinanlagen verbindlich sein.

Die flexible Prämie (sliding premium) berechnet sich als Differenz von Vergütungssatz, der je nach Technologie und Alter der Anlage unterschiedlich sein kann, und durchschnittlichem Strommarktpreis über eine bestimmte Periode, typischerweise einem Monat. Den Vorteil dieses Ansatzes beschreibt der Bundesrat in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 wie folgt: „Da die Einspeiseprämie über die Mittelungszeiträume hinweg variiert, ist der Produzent langfristig gegen Preisschwankungen abgesichert, kurzfristig aber dem Markt mit seinen Chancen und Risiken ausgesetzt.“ Damit werden also die Vorteile der Anreizwirkung von kurzfristigen Preissignalen und der Investitionssicherheit miteinander kombiniert.

Abbildung 8: Wirkungsweise flexible Einspeiseprämie am Beispiel Solarstrom in Deutschland (19. bis 25. Juni 2016)




In der Abbildung 8 ist die Wirkungsweise der flexiblen Einspeisepreise im Rahmen des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Woche vom 19. bis 25. Juni 2016 dargestellt. Der Stundenpreis zeigt den schwankenden Verlauf des am Spotmarkt der Strombörse EPEX realisierten Preises pro Megawattstunde in Euro. Daraus lässt sich ein Mittelwert in Höhe von gut 28 Euro berechnen. Der Vergütungssatz für Solarstrom bis 10 Megawatt Leistung beträgt gemäss Gesetz 92.30 Euro, so dass sich als Differenz von Vergütungssatz und Mittelwert für die betrachtete Periode eine Marktprämie von 64 Euro ergibt. Die Summe aus der so berechneten Prämie und dem Spotmarktpreis ist dann der Preis, den die Produzenten für ihren Strom erhalten. Bei einem höheren (tieferen) durchschnittlichen Spotmarktpreis verringert (erhöht) sich die Marktprämie, so dass der Mittelwert des Produzentenpreises beim im Voraus festgelegten Vergütungspreis von 92.30 Euro verbleibt. Während also bezüglich durchschnittlichem Produzentenpreis keine Unsicherheit besteht, schwankt der tatsächlich ausbezahlte Preis

dennoch mit dem Spotmarktpreis und schafft so Anreize, bei tiefen Preisen weniger und bei hohen Preisen mehr Strom einzuspeisen.

Mit dem Instrument der Investitionsbeihilfen kann wie erwähnt das Mengenrisiko verringert werden. Weil aber eine nachträgliche Anpassung der finanziellen Unterstützung nicht vorgesehen ist, verbleibt das Preisrisiko. Sollten die zukünftigen Spotmarktpreise unter den im Voraus kalkulierten Preisen liegen, dann wird sich die Investition trotz Subvention u. U. nicht rechnen. Diese Gefahr besteht bei der flexiblen Prämie nicht, da ja bei tieferen Marktpreisen die Prämie nach oben angepasst wird.

Bei der Zertifikatslösung lässt sich das Zertifikatspreisrisiko durch die Einführung von Preisgrenzen vermindern. So kennen alle praktizierten Modelle eine Busse bei Nicht-Einhaltung der Quoten. Die Busse entspricht dann einer Preisobergrenze. Zudem erlauben viele Systeme das so genannten banking. Dadurch können Zertifikate in zukünftige Verpflichtungsperioden übertragen werden, was zu geringeren Preisschwankungen über die Zeit führt. Mit diesen Anpassungen nähert sich die Zertifikatslösung allerdings stark an das Instrument der fixen Einspeiseprämie an.

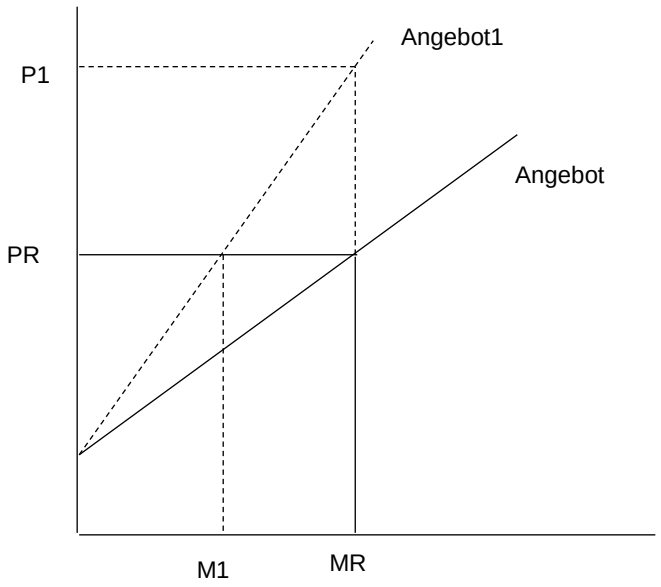
## 3.3. MENGEN- ODER PREISSTEUERUNG UND AUKTIONEN

Der Unterschied zwischen mengen- und preisgetriebenen Instrumenten liegt darin, dass in einem Fall die Menge vorgegebenen ist und sich dann der Preis auf dem Markt bildet, während im anderen Fall der Preis vorgegeben ist und die Menge über den Markt bestimmt wird.

Wenn der Regulator den Verlauf der Angebotskurve genau kennt, dann können die beiden Instrumente vollkommen äquivalent eingesetzt werden. Wie Abbildung 9 zeigt, kann er dann entweder die Menge MR festlegen, die zu einem Zertifikatspreis von PR führt, oder er legt eine Prämie in Höhe von PR fest, was dann zu einer Strommenge von MR führt.

In der Regel ist der Verlauf des Angebots aber nicht genau bekannt. Wenn das Angebot in der Abbildung tatsächlich dem Verlauf von Angebot1 entspricht, der Regulator aber nach wie vor vom ursprünglichen Angebot ausgeht, dann führt das Mengeninstrument zu einem Preis von P1, während über eine Prämie von PR nur eine Menge in Höhe von M1 erzielt wird. Damit unterscheiden sich die beiden Instrumente in ihren Auswirkungen. Aufgrund der Unsicherheit über den Angebotsverlauf gibt es somit keine Garantie, dass mit der Einführung eines bestimmten Preises die politisch erwünschte Menge an erneuerbarem Strom auch tatsächlich erreicht wird.

Abbildung 9: Mengen- oder Preissteuerung



Mit Auktionen besteht allerdings ein Verfahren, dass es erlaubt, die Mengenreaktion der Anbieter vorgängig in Erfahrung zu bringen. Dabei geben die potentiellen Anbieter von erneuerbarem Strom Gebote ab, indem sie offenlegen, welche Mengen sie bei welchem Preis anbieten würden. Damit lässt sich dann ein Angebotsverlauf bestimmen, der nicht vom Regulator abgeschätzt werden muss, sondern von den Anbietern selber festgelegt wird.

Je nach Ausgestaltung der Auktion beziehen sich die Mengen dabei auf installierte Leistung oder auf produzierte Energie und die Preise auf Investitionsbeihilfen, Einspeisetarife oder Einspeiseprämien. Daher sind Auktionen nicht als eigenes Förderinstrument zu verstehen, sondern vielmehr als ein Verfahren, das in Kombination mit verschiedenen preisgetriebenen Instrumenten angewandt werden kann, um die Reaktion der Marktteilnehmer auf Förderbeiträge zu bestimmen.

Wenn also die oben beschriebenen Vorteile von flexiblen Marktprämien genutzte werden sollen, gleichzeitig aber die Unsicherheit darüber, wie viel erneuerbarer Strom bei welchem Vergütungssatz produziert werden wird, vermindert werden soll, dann bietet es sich an, diesen Vergütungssatz über Auktionen zu bestimmen.

# 4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die ökonomische Analyse der Begründung für eine spezielle Förderung der inländischen erneuerbaren Stromproduktion basiert auf der Theorie des Marktversagens. Im engeren Sinne liegt ein solches Versagen dann vor, wenn die Märkte kein effizientes Ergebnis hervorbringen. Eine der wichtigsten Bedingungen für die Effizienz der Märkte ist, dass keine Externalitäten vorliegen, dass also alle Kosten und Erträge in den Marktpreisen enthalten sind. Auf dem Strommarkt liegt eine Reihe von externen Effekten vor, die eine genauere Betrachtung verdienen.

Die Stromproduktion aus fossilen Quellen ist insofern mit besonders ausgeprägten Externalitäten verbunden, als dadurch der Klimawandel verstärkt wird. Allerdings werden die $CO_2$-Emissionen aus Kraftwerken in Europa bereits über das europäische Emissionshandelssystem und in der Schweiz über die Kompensationsverpflichtungen im $CO_2$-Gesetz reguliert. Eine spezielle Förderung der erneuerbaren Stromproduktion ist in diesem gesetzlichen Rahmen redundant und führt nicht zu weniger $CO_2$-Emissionen.

Die Risiken der Kernkraft haben den Bundesrat dazu bewogen, die bestehenden Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer Betriebszeit nicht zu ersetzen. Ohne weitere Massnahmen ist zu erwarten, dass die entstehende Lücke durch Importe gedeckt wird. Dies kann dazu führen, dass im Ausland mehr Strom aus Kernkraftwerken produziert wird. Wie relevant dieses Risiko ist, hängt auch von der politisch zu beantwortenden Frage ab, wie stark im Ausland anfallende Risiken in der Schweiz berücksichtigt werden sollen. Eine Erhöhung der inländischen erneuerbaren Stromproduktion durch entsprechende Förderung würde das Risiko verringern.

Neben externen Kosten sind auch externe Erträge bei der Forschung und Entwicklung sowie durch Lerneffekte bei der Anwendung neuer Technologien von Bedeutung. Solche Erträge können aber nicht nur bei erneuerbaren Stromproduktionstechnologien, sondern ganz allgemein bei neuen Technologien auftreten, deren Entwicklung und Anwendung bereits auf verschiedenen Ebenen gefördert werden. Eine allgemeine Subventionierung der erneuerbaren Stromproduktion zur Internalisierung der externen Erträge ist dagegen ein wenig zielgerichtetes und daher ungeeignetes Instrument.

Die Frage der Versorgungssicherheit wird in der Politik und der Ökonomie unterschiedlich gewichtet. So schreibt Metcalf (2014) in einem Übersichtsartikel zu The Economics of Energy Security: “The divergence in views and importance placed on this issue between economists and politicians is striking”, ohne dass er in der Lage wäre, diese Divergenz zu erklären. Dennoch besteht gerade auf Strommärkten aufgrund der schwierigen Ausschliessbarkeit von einzelnen Verbrauchern die Gefahr des Trittbrettfahrens, indem niemand für den Aufbau einer grösseren inländischen Produktionskapazität zahlen, aber bei einem Importunterbruch dennoch davon profitieren möchte. Simulationen für die Schweiz zeigen, dass sich aus diesem Grund auch bei kleinen Risiken eine Förderung der einheimischen Stromproduktion volkswirtschaftlich lohnt.

Wie bei allen Förderprogrammen ergibt sich das Problem von Mitnahmeeffekten, dass also einzelne Investitionen unterstützt werden, die auch ohne Förderung getätigt worden wären. Um solche Effekte möglichst zu vermeiden, sollte die Stromproduktion aus bestehenden Anlagen nur in Ausnahmefällen unterstützt werden.

Die verschiedenen Instrumente zur finanziellen Förderung der erneuerbaren Stromproduktion unterscheiden sich bezüglich Investitionsrisiko und Marktnähe. Weil sich ein höheres Risiko in höheren Kapitalkosten niederschlägt, sollte ein effizientes Förderinstrument keine unnötigen Risiken verursachen. Gleichzeitig sollte das Instrument aber nicht dazu führen, dass die Produzenten ohne Rücksicht auf die aktuelle Knappheitssituation Strom produzieren und einspeisen. Zwischen diesen beiden erwünschten Eigenschaften besteht ein Abwägungsproblem, das je nach Instrument anders gewichtet wird.

So weist die fixe Einspeisevergütung ein tiefes Investitionsrisiko auf, ist aber mit dem Nachteil verbunden, dass Marktpreissignale nicht an die Produzenten weitergegeben werden. Dagegen ist die grüne Zertifikatsregelung sehr nahe am Markt, sie zeichnet sich aber durch ein hohes Investitionsrisiko aus. Die fixe Einspeiseprämie mit Direktvermarktung des produzierten Stroms liegt bezüglich Investitionsrisiko und Marktnähe in der Mitte.

Mit der flexiblen Einspeiseprämie steht ein modifiziertes Instrument zur Verfügung, das Investitionssicherheit bietet und aufgrund der Orientierung an einem durchschnittlichen Strommarktpreis dennoch Preissignale an die Produzenten weiterleiten kann. Die flexible Einspeiseprämie löst also das Dilemma zwischen Sicherheit und Marktnähe relativ gut. Dies ist auch der Grund, warum das Instrument zunehmend Verbreitung findet.

Wenn die Politik mit Preisinstrumenten wie Einspeiseprämien klar definierte Mengenziele erreichen möchte, so steht mit Auktionen eine ergänzende Massnahme zur Verfügung, um im Voraus abzuschätzen, mit welcher preislichen Unterstützung wie viel zusätzlicher erneuerbarer Strom erzeugt wird.

Es bestehen also durchaus ökonomische Argumente für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktionskapazität in der Schweiz. Mit der flexiblen Einspeiseprämie steht zudem ein effizientes Förderinstrument zur Verfügung. Eine allgemeine Reduktion des Stromverbrauchs lässt sich dagegen ökonomisch kaum begründen, wenn der Betrieb der Kernkraftwerke einmal eingestellt ist, da die $CO_2$-Emissionen aus fossilen Quellen anderweitig bereits reguliert sind.

# Literaturverzeichnis


Bundesamt für Energie (2016). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015. Bern.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014). Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch). Berlin.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (2014). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014. Bern.

Frischknecht, R., Itten, R., & Flury, K. (2012). Treibhausgasemissionen der Schweizer Strommixe.Studie im Auftrag des Bundesamts für Umwelt. Uster.

International Atomic Energy Agency (2015). Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050. Reference Data Series No. 1. Vienna.

Klessmann, C., et al. (2013). Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renewable Energy*, *57*(September), pp. 390–403.

Kolev, A., & Riess, A. (2007). Profitable Investments. An Efficient, Sustainable and Secure Supply of Energy for Europe. *EIB Papers*, *12*(2), pp. 8–37.

Metcalf, G. E. (2014). The Economics of Energy Security. *Annual Review of Resource Economics*, *6*(1), pp.155–174.

Markandya, A., Pemberton, M. (2010). Energy security, energy modelling and uncertainty. *Energy Policy*, *38*(4), 1609–1613.

Polynomics. (2008). Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie.

Resch, G. et al. (2007). Recommendations for implementing effective and efficient renewable electricity policies. Vienna.

Stern, N. (2006). The Economics of Climate Change. *Stern Review*. http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100407172811/http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm

Van Der Linden, N. H., et al. (2005). Review or International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms. Study commissioned by the Dutch Ministry of Economic Affairs.

Welle, A. Van Der, & Zwaan, B. Van Der. (2007). An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load. Energy Research Centre of the Netherlands.

# Tabellenverzeichnis

# Abbildungsverzeichnis

# Autor

Reto Schleiniger, Prof. Dr. oec. publ.

Dozent für Volkswirtschaftslehre, Fachstelle für Wirtschaftspolitik, ZHAW School of Management and Law

Zürcher Hochschule
für angewandte Wissenschaften

**School of
Management and Law**

St.-Georgen-Platz 2
Postfach
8401 Winterthur
Schweiz

www.zhaw.ch/sml